

19 RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
INSTITUT NATIONAL
DE LA PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE
PARIS

11 N° de publication : 2 613 842
(à n'utiliser que pour les
commandes de reproduction)

21 N° d'enregistrement national : 88 04710

51 Int Cl⁴ : G 01 V 3/30; E 21 B 47/04.

12

DEMANDE DE BREVET D'INVENTION

A1

22 Date de dépôt : 8 avril 1988.

30 Priorité : US, 10 avril 1987, n° 036 837.

43 Date de la mise à disposition du public de la
demande : BOPI « Brevets » n° 41 du 14 octobre 1988.

60 Références à d'autres documents nationaux appa-
rentés :

71 Demandeur(s) : Société dite : CHEVRON RESEARCH
COMPANY. — US.

72 Inventeur(s) : Bibhas R. De ; Dorothy A. Keech.

73 Titulaire(s) :

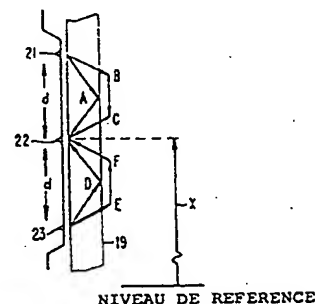
74 Mandataire(s) : Rinuy et Santarelli.

54 Procédé et appareil pour déterminer la position d'une interface de matières diélectriquement différentes, en
particulier dans une formation pétrolière.

57 L'invention concerne un procédé et un appareil pour
déterminer l'interface entre deux matières ayant des propriétés
diélectriques différentes.

L'appareil comporte une antenne 22 de réception de rayon-
nement électromagnétique et deux antennes 21, 23 d'émission
disposées au-dessus et au-dessous de l'antenne de réception.
Les première et seconde ondes émises par les antennes
d'émission et reçues par les antennes de réception sont
ensuite déphasées de 180° pour produire un signal de somme
et un signal delta. En variante, les antennes d'émission et de
réception peuvent être inversées.

Application : détermination de l'épaisseur d'une couche
d'hydrocarbure sur une nappe d'eau souterraine, inspection de
puits de pétrole en production et en exploration, etc.



FR 2 613 842 - A1

L'invention concerne d'une manière générale la détermination de la position d'hydrocarbures dans une formation. L'invention porte en particulier sur la position d'interfaces de fluide dans une formation contenant des hydrocarbures.

Au cours des dernières années, la protection des eaux souterraines vis-à-vis de divers polluants a fait l'objet d'une grave préoccupation. Il est apparu que des contaminations peuvent atteindre les eaux souterraines à partir de divers emplacements en surface, rendant les eaux souterraines impropres à la boisson ou à d'autres utilisations. L'une des sources possibles de pollution des eaux souterraines est constituée par des fuites provenant de réservoirs souterrains et en particulier de réservoirs souterrains de stockage d'hydrocarbures. Dans de nombreux cas, les réservoirs de stockage d'essence associés aux stations-service sont apparus présenter des fuites d'essence atteignant la nappe phréatique.

Les hydrocarbures légers (par exemple l'essence) perdus à partir des réservoirs de raffineries, des pipelines, et des stations-service descendent par gravité jusqu'à ce qu'ils se déposent sur le dessus de la nappe phréatique, en formant un panache. Au centre du panache, l'épaisseur des hydrocarbures peut atteindre 0,6 m. La récupération de l'essence répandue s'effectue habituelle-

ment par remontée par pompage du fluide jusqu'à la surface, comme décrit, par exemple, dans les brevets des Etats-Unis d'Amérique n° 4 630 677 ; n° 4 497 370 ; et n° 4 273 650.

Il est nécessaire d'obtenir une estimation de
5 la quantité totale d'essence restant dans le panache à tout instant donné pour estimer le volume d'hydrocarbures répandu ainsi que pour évaluer la progression du nettoyage. Ceci peut être réalisé par détermination de l'épaisseur du
10 panache en plusieurs emplacements sur son étendue superficielle. La technique actuelle pour procéder ainsi consiste à forer un puits ouvert à travers le panache et à laisser l'eau et l'essence pénétrer dans le puits et reposer à leurs niveaux d'équilibre hydrostatique. Les
15 profondeurs de ces fluides et l'épaisseur de l'hydrocarbure dans le puits peuvent alors être mesurées par des procédés simples, bien connus de l'homme de l'art (voir le brevet des Etats Unis d'Amérique n° 4 213 340).

Ce puits de forage n'est cependant pas représentatif de la matrice fluides/solides dans la
20 formation et l'épaisseur de la colonne libre d'essence dans le puits ouvert est en général supérieure à l'épaisseur réelle de la formation du fluide répandu [J. Van Dam, "The Migration of Hydrocarbons in a Water-Bearing Stratum", Schwille, F., "Petroleum Contamination of the Subsoil - A
25 Hydrological Problem", tous deux dans "The Joint Problems of Oil and Water Industries, Symposium tenu à Brighton, Angleterre (1967)]].

Il n'existe aucun bon moyen de quantifier cet écart, mais il semble que les deux valeurs numériques
30 puissent différer d'un facteur pouvant atteindre 2 à 4. En utilisant l'épaisseur de la couche d'hydrocarbure dans le puits de forage pour exprimer la quantité d'hydrocarbure répandu, on obtient une estimation fortement exagérée de la quantité d'essence répandue.

35 Il est donc souhaitable de mettre au point un

procédé et des moyens pour déterminer avec précision l'épaisseur réelle d'hydrocarbure dans une formation souterraine.

On a mis au point un système pour mesurer l'épaisseur d'un hydrocarbure dans la formation elle-même. La mesure consiste à descendre un dispositif de transmission électromagnétique UHF dans un puits non perforé, rempli d'air, foré jusqu'à la nappe d'eau saisonnière la plus basse ou au-dessous. Un tubage de puits non métallique, en une matière telle que du polychlorure de vinyle, qui permet une transmission électromagnétique, est utilisé.

Le dispositif est élevé à partir du fond du puits à environ 3 à 6 m par minute. On enregistre les variations de la transmission UHF à son franchissement d'interfaces de fluides (par exemple hydrocarbure/eau) dans la formation. Les variations détectées sont dues aux différences entre les propriétés diélectriques des fluides en deux positions. Le dispositif est basé sur les concepts de "l'équilibre à zéro", c'est-à-dire que, tant que l'outil traverse une partie de la formation d'un type de fluide homogène, un signal de canal "delta" reste équilibré à zéro. Lorsque l'outil traverse une section de la formation où les caractéristiques diélectriques changent (c'est-à-dire une interface), cet équilibre est perturbé et un signal fini est enregistré. Un second canal ("somme") indique l'amplitude relative de la constante diélectrique des fluides dans la formation.

La première forme de réalisation de l'outil est globalement cylindrique, à l'exception d'un patin en saillie. La courbure de la surface du patin épouse celle de la paroi intérieure du tubage en matière plastique. Le patin porte une antenne de réception et deux antennes d'émission placées à des distances égales au-dessus et au-dessous de l'antenne de réception. Les trois antennes sont globalement identiques en tous points et elles sont

accordées de façon à rayonner efficacement à travers le tubage de matière plastique.

Lorsque les antennes d'émission sont excitées par l'intermédiaire d'un accès de somme, elles émettent un rayonnement de même amplitude et de même phase. Lorsqu'elles sont excitées par l'intermédiaire d'un accès delta, les amplitudes sont de nouveau les mêmes, mais les phases sont opposées. Par conséquent, dans le mode somme, les amplitudes du rayonnement reçu par l'antenne de réception, à partir des deux émetteurs, sont additionnées l'une à l'autre, tandis que dans le mode delta, elles sont soustraites l'une de l'autre.

La détection de la constante diélectrique s'effectue principalement au moyen des trajectoires de réflexion interne dans la paroi du tubage, lesquelles trajectoires sont influencées par la constante diélectrique de la formation opposée à l'antenne. Les trajectoires qui pénètrent dans la formation puis reviennent dans la paroi du tubage interviennent pour une part relativement faible.

Pour faire fonctionner le dispositif, on le fait monter et descendre dans le puits de forage et on contrôle avec soin la hauteur de l'outil dans le puits. Le signal reçu dans le mode somme reste à un niveau constant jusqu'au franchissement d'une interface liquide/liquide ou liquide/vapeur. Il passe à une amplitude différente lorsqu'est franchie une interface correspondant au passage de la constante diélectrique d'une zone à celle de l'autre. Le signal du mode delta reste à zéro (c'est-à-dire que la différence entre les émissions est nulle) avant le passage d'une interface et il devient fini (c'est-à-dire que la différence n'est pas nulle) uniquement au franchissement d'une ligne d'interface. La sonde détecte donc des variations affectant les propriétés des constantes diélectriques de la formation, plutôt que leurs valeurs absolues. Cette information permet de déterminer la

position exacte des interfaces liquide/liquide (c'est-à-dire eau/hydrocarbure) et liquide/vapeur (c'est-à-dire hydrocarbure/air) et donc l'épaisseur de la couche d'hydrocarbure dans la formation.

5 Dans une deuxième forme préférée de réalisation, le dispositif est conçu pour fonctionner en continu en alimentant deux antennes réceptrices au moyen d'une seule antenne d'émission placée entre elles. Les signaux sont reçus constamment par les antennes réceptrices et l'un
10 des signaux reçus est en opposition de phase de façon à former un signal delta.

En résumé, il est décrit un procédé pour déterminer la position d'une interface de matières ayant des propriétés diélectriques différentes, comprenant les
15 étapes qui consistent à émettre un rayonnement électromagnétique à partir d'une première antenne d'émission et d'une seconde antenne d'émission placées dans un puits de forage, ce rayonnement ayant une phase commune et une amplitude commune, la première antenne d'émission étant
20 placée au-dessus de la seconde antenne d'émission, à recevoir un signal de somme à une antenne de réception placée entre la première antenne d'émission et la seconde antenne d'émission, à émettre un rayonnement électromagnétique ayant une amplitude commune et des phases opposées
25 à partir des première et seconde antennes d'émission, à recevoir un signal delta à ladite antenne de réception et à contrôler le signal de sommation et le signal delta.

En variante, le procédé pour déterminer la position d'une interface de matières ayant des propriétés
30 électriques différentes, comprend les étapes qui consistent à émettre un rayonnement électromagnétique à partir d'une antenne d'émission, à recevoir un premier signal à une première antenne de réception placée au-dessus de l'antenne d'émission, à recevoir un second signal à une seconde
35 antenne de réception placée au-dessous de l'antenne

d'émission, à additionner les premier et second signaux pour former un signal de somme, à déphaser les premier et second signaux d'un total de 180° pour produire des signaux en opposition de phase, à additionner les signaux en
5 opposition de phase pour former un signal delta, et à contrôler le signal de somme et le signal delta.

Il est décrit un appareil pour déterminer la position d'une interface de matières ayant des propriétés diélectriques différentes, comprenant un premier moyen
10 d'émission d'un rayonnement, un second moyen d'émission d'un rayonnement, capable d'émettre alternativement un rayonnement de même phase que celui du premier moyen d'émission de rayonnement et d'une phase opposée à celle du premier moyen d'émission de rayonnement, un moyen de
15 réception de rayonnement et un moyen de contrôle du signal reçu.

Il est décrit une variante d'appareil pour déterminer la position d'une interface de matières ayant des propriétés diélectriques différentes, comprenant une
20 antenne d'émission d'un rayonnement, une première antenne de réception située au-dessus de l'antenne d'émission, une seconde antenne de réception de rayonnement située au-dessous de l'antenne d'émission, des moyens destinés à déphaser et combiner des signaux provenant des première et
25 seconde antennes de réception pour produire un signal delta et des moyens destinés à contrôler le signal delta.

Le concept d'une diagraphie de puits à équilibrage à zéro peut également être utile à la diagraphie de puits de pétrole brut, en production ou d'exploration. Il est également décrit une troisième forme de
30 réalisation pouvant être utilisée dans la diagraphie de puits de pétrole brut et de gaz naturel.

L'invention sera décrite plus en détail en regard des dessins annexés à titre d'exemples nullement
35 limitatifs et sur lesquels :

la figure 1 est une coupe transversale d'une formation souterraine montrant les dispositifs utilisés pour éliminer des hydrocarbures des eaux souterraines ;

la figure 2 est une coupe transversale d'une formation souterraine illustrant le procédé pour déterminer le volume d'hydrocarbures dans une telle formation souterraine ;

la figure 3 illustre schématiquement un dispositif de diagraphie de puits de l'art antérieur utilisé dans des puits de pétrole en production ;

la figure 4 est une coupe schématique illustrant d'une façon générale la disposition du présent outil de diagraphie de puits ;

la figure 5 est un diagramme RF généralisé pour la présente invention ;

la figure 6 illustre schématiquement le mode opératoire de la présente invention ;

les figures 7 à 13 sont des diagraphies de puits idéalisées (c'est-à-dire des simulations numériques) utilisant la présente invention pour des épaisseurs respectives de la couche d'hydrocarbures de 0 ; 2,5 ; 5 ; 7,5 ; 10 ; 12,5 et 25 cm, respectivement, les conditions de la formation pour les profondeurs correspondantes étant montrées sur le côté gauche de chaque figure ;

la figure 14 est une coupe longitudinale schématique de l'appareil selon l'invention dans une formation souterraine ;

les figures 15a, 15b et 15c sont des vues détaillées de côté, avant et arrière, avec coupe, de la première forme préférée de réalisation de l'invention ;

la figure 16 est un schéma RF détaillé de la première forme préférée de réalisation ;

les figures 17a, 17b et 17c sont des vues détaillées de côté, de face et arrière, avec coupe d'une deuxième forme préférée de réalisation ;

la figure 18 est un schéma RF détaillé de la deuxième forme préférée de réalisation ;

la figure 19 est une diagraphie de puits obtenue à l'aide de la deuxième forme de réalisation dans une diagraphie de puits effectuée en laboratoire dans un modèle de formation à matrice de sable ;

la figure 20 est une diagraphie de puits obtenue à l'aide de la deuxième forme préférée de réalisation dans un puits souterrain foré à Boise, Idaho ;

la figure 21 est une diagraphie de puits obtenue avec la deuxième forme préférée de réalisation dans un puits foré à Boise, Idaho sans couche d'hydrocarbure ;

les figures 22a, 22b et 22c sont des vues détaillées de côté, avant et arrière, avec coupe, d'une troisième forme préférée de réalisation ;

la figure 23 est un schéma RF associé à la troisième forme préférée de réalisation ;

la figure 24 est une diagraphie de puits idéalisée (c'est-à-dire une simulation numérique) pour la troisième forme préférée de réalisation ;

la figure 25 est une diagraphie de puits simulée illustrant l'utilisation d'un canal "omega".

On récupère habituellement les hydrocarbures répandus en faisant remonter par pompage le fluide jusqu'à la surface, comme montré sur la figure 1. Une colonne perdue perforée 7 est insérée dans une formation souterraine. La formation contient une zone 8 saturée d'eau et une zone 9 saturée d'hydrocarbure. Une pompe 10 de récupération pompe l'hydrocarbure 9 vers une installation 11 de stockage en surface. Une pompe 12 d'abaissement de la nappe d'eau est également utilisée dans la plupart des applications. Cette pompe sert à faire descendre la nappe d'eau au-dessous de son niveau naturel. Ceci forme un "puits" dans lequel l'hydrocarbure tend à s'accumuler.

Pour déterminer l'efficacité de ce processus de

récupération, il est nécessaire d'obtenir une estimation de la quantité totale d'essence restant dans le panache à tout instant donné. Ceci peut être réalisé comme montré sur la figure 2 par détermination de l'épaisseur du panache en 5 plusieurs points, dans un certain nombre de puits 13 de surveillance. La technique actuelle pour déterminer l'épaisseur d'une couche d'hydrocarbure dans un puits de surveillance consiste à permettre à l'eau et à l'essence d'affluer dans le puits de surveillance, et de les laisser 10 reposer à leurs niveaux d'équilibre hydrostatique. L'épaisseur de ces couches de fluide dans le puits peut alors être mesurée par des procédés simples. Cependant, l'épaisseur d'une colonne d'essence libre est connue comme étant sensiblement supérieure à l'épaisseur de la formation 15 réelle constituée par le fluide répandu, ce qui donne une estimation fortement exagérée de la quantité d'hydrocarbure répandue.

La figure 3 représente certains outils classiques de diagraphe utilisant des ondes électromagnétiques ou acoustiques pour échantillonner une formation 20 de production de pétrole. L'onde est émise dans la formation 1 à partir du sondage 2 au moyen d'une antenne 3, et est reçue en un autre point 4, au-dessus ou au-dessous de l'émetteur après qu'elle a parcouru une certaine 25 distance dans la formation. L'amplitude et la phase du signal reçu contiennent des informations (constante diélectrique et conductivité dans le cas d'ondes électromagnétiques, vitesse et atténuation dans le cas d'ondes acoustiques) concernant la formation. Une autre position 30 5 de réception, doublant la première, est habituellement utilisée afin que l'on obtienne des mesures dont certains facteurs inconnus sont éliminés. De plus, en mettant en oeuvre une autre position 6 d'émission, doublant la première (au-dessus ou au-dessous de la paire de récepteurs), on établit une moyenne des effets des émissions 35

alternées montantes et descendantes pour réaliser une "compensation pour le sondage". Des exemples de tels outils sont l'outil sonique compensé pour le trou de sonde, de la firme Schlumberger" (BHC), l'outil à propagation électromagnétique (EPT) et l'outil électromagnétique appelé outil de propagation profonde (DPT).

Le dispositif EPT ou DPT est particulièrement utile dans la localisation d'une interface entre des matières ayant des propriétés diélectriques radicalement différentes (par exemple l'eau et l'essence). Cependant, les dispositifs décrits ci-dessus n'ont pas été utilisés dans la localisation de matières dans des eaux souterraines et, surtout, pour des raisons qui sont illustrées ci-dessous, ce type d'outil ne convient pas à la localisation de l'interface entre des matières ayant des propriétés diélectriques similaires (par exemple l'air et l'essence). Par conséquent, les dispositifs de l'art antérieur ne sont pas utilisables pour déterminer l'épaisseur d'une couche d'hydrocarbure dans des eaux souterraines, car ils mesurent des propriétés absolues de la formation et il n'est pas possible de localiser l'interface air/hydrocarbure du fait de l'insensibilité des outils à de petites variations des propriétés diélectriques.

Dans une formation d'eaux souterraines, en supposant que la formation est sans perte, la matrice de sable, l'eau et l'essence peuvent être représentées par des constantes diélectriques réelles ϵ_m , ϵ_w et ϵ_g , respectivement. Les lois de combinaison simple suivantes peuvent alors être utilisées :

1) pour la zone d'eau ("Zone I"), on suppose que la matrice de sable est totalement saturée d'eau, de sorte que la constante diélectrique pour cette zone (ϵ_I) est :

$$\epsilon_I = [(1-\phi)\epsilon_m^{1/2} + \phi\epsilon_w^{1/2}]^2 \quad (1)$$

où ϕ est la porosité (c'est-à-dire la fraction de volume

vide de la matrice).

2) pour la zone du contaminant ("Zone II"), on suppose que la matrice de sable est totalement saturée d'essence, de sorte que la constante diélectrique pour
5 cette zone (ϵ_{II}) est :

$$\epsilon_{II} = [(1-\phi)\epsilon_m^{1/2} + \epsilon_g^{1/2}]^2 \quad (2)$$

3) pour la zone d'air ("Zone III"), on suppose que la matrice de sable est totalement sèche (remplie d'air), de sorte que la constante diélectrique pour cette
10 zone (ϵ_{III}) est :

$$\epsilon_{III} = [(1-\phi)\epsilon_m^{1/2} + \phi^{1/2}]^2 \quad (3)$$

Des valeurs habituelles de ϵ_m , ϵ_w , et ϵ_g sont
 $\epsilon_m = 4,6$; $\epsilon_w = 78$; $\epsilon_g = 2,4$. Pour $\phi = 30\%$, on trouve :

$$\epsilon_I = 17,2 ; \epsilon_{II} = 3,9 ; \epsilon_{III} = 3,2.$$

15 Le problème posé par les outils de diagraphie de l'art antérieur ressort de façon immédiate et évidente de ce qui précède. Tandis que le contraste entre les zones I et II est fort, le contraste entre les zones II et III est marginal. Un tel contraste ne peut pas être relevé par
20 les outils classiques de diagraphie électromagnétique (diélectrique), même si de tels outils sont capables d'effectuer des diagraphies à travers un tubage en matière plastique. L'outil de propagation électromagnétique de la
Firme Schlumberger, par exemple, est un outil du type à
25 patin et est conçu pour fonctionner lorsqu'il est en contact direct avec la formation. Les antennes utilisées ici sont accordées pour observer dans une formation à travers un tubage en matière plastique, tandis que les antennes EPT sont accordées pour observer directement dans
30 la formation (avec la dimension de la fente, la dimension de la cavité et le type de remplissage). Sans la possibilité d'effectuer une discrimination entre les zones II et III (la zone de l'air et la zone de l'essence), il est impossible de quantifier l'épaisseur du panache. L'outil
35 DPT de la firme Schlumberger est un outil centré et il

utilise un dispositif d'émission de fréquences relativement basses aux fins d'une pénétration profonde, mais il en résulte une mauvaise résolution spatiale. Il n'est donc pas utilisable pour le but présent où une résolution verticale atteignant quelques centimètres est nécessaire.

La figure 4 illustre schématiquement l'outil de diagraphie de puits décrit ici. La sonde est un patin 17 situé sur l'outil 18 de diagraphie qui est introduit dans un tubage 19 en matière plastique. La courbure de la surface du patin correspond à celle de la paroi intérieure du tubage de matière plastique. Le patin porte une antenne de réception 22 et deux antennes d'émission 21 et 23 qui sont placées à des distances égales au-dessus et au-dessous de l'antenne d'émission.

La figure 5 est un schéma RF (radiofréquence) simplifié pour le dispositif. Un signal provenant d'une source 24 et d'un commutateur 25 de transfert est transmis soit au canal de sommation (Σ), soit au canal de différence (Δ) d'un circuit hybride 51 à 180° . Le circuit hybride est un dispositif passif à quatre accès qui, s'il est alimenté par l'intermédiaire de l'accès Σ , divise la puissance en deux parties égales dont les amplitudes sont en phase, s'il est alimenté par l'accès Δ , déphase de 180° ces amplitudes. L'antenne 22 de réception contrôle et détecte les signaux émis.

En référence à présent à la figure 6, on peut supposer que les trois antennes sont identiques en tous points et qu'elles sont accordées pour rayonner efficacement dans la matière plastique (ayant une constante diélectrique ϵ_p). On peut en outre supposer que les antennes peuvent être traitées comme des sources ponctuelles et que la propagation du rayonnement peut être traitée à la manière de rayons optiques. La figure 6 montre les trajets des signaux de l'antenne 21 à l'antenne 22, et de l'antenne 23 à l'antenne 22, en pénétrant dans le tubage 19

du puits et en le traversant. Les trajets à travers la formation (21, B, C, 22 et 23, E, F, 22) sont affectés d'une plus large dispersion géométrique et d'une réflexion supplémentaire (à l'interface matière plastique/formation) en comparaison avec les trajets dans la matière plastique (21, A, 22 et 23, D, 22). On peut donc négliger la part prise par les premiers trajets.

Si x est la coordonnée de l'antenne de réception, mesurée à partir d'une certaine profondeur de référence dans le puits de forage (comme montré sur la figure 6), soit $\epsilon(x)$ la constante diélectrique de la formation en un point x et soit d la distance entre les antennes de réception et d'émission (comme montré sur la figure 6). Lorsque la paroi du tubage 19 est mince, la formation se trouve dans le champ proche des antennes et elle influence leur rendement. Ce rendement est difficile à quantifier. Cependant, on peut obtenir une estimation appropriée pour ce rendement en supposant que le contraste d'impédance entre la matière plastique et la formation dans le champ proche de l'antenne rayonnante provoque le retour du rayonnement réfléchi dans les antennes et sur la source. Ce rendement est donc égal au rapport de l'amplitude émise dans la formation à l'amplitude de l'onde progressant vers l'avant à l'ouverture d'antenne, qui est supposée être égale à l'unité. Le rendement $[\eta(x)]$ est donc :

$$\eta(x) = 1 - \frac{\sqrt{\epsilon(x)} - \sqrt{\epsilon_p}}{\sqrt{\epsilon(x)} + \sqrt{\epsilon_p}}$$

$$= \frac{2 \sqrt{\epsilon_p}}{\sqrt{\epsilon(x)} + \sqrt{\epsilon_p}} \quad (4)$$

Cette expression suppose que $\epsilon(x)$ est toujours supérieur à ϵ_p , ce qui sera toujours vrai pour un puits à tubage de matière plastique. Ce rendement s'applique aussi à l'antenne de réception.

La puissance reçue à l'antenne de réception

pour les modes somme et delta peut à présent être écrite respectivement sous les formes suivantes :

$$\Sigma(x) = c \left[\eta(x) \eta(x+d) \frac{\sqrt{\epsilon(x+d/2)} - \sqrt{\epsilon_p}}{\sqrt{\epsilon(x+d/2)} + \sqrt{\epsilon_p}} + \eta(x) \eta(x-d) \frac{\sqrt{\epsilon(x-d/2)} - \sqrt{\epsilon_p}}{\sqrt{\epsilon(x-d/2)} + \sqrt{\epsilon_p}} \right]^2 \quad (5)$$

$$\Delta(x) = c \left[\eta(x) \eta(x+d) \frac{\sqrt{\epsilon(x+d/2)} - \sqrt{\epsilon_p}}{\sqrt{\epsilon(x+d/2)} + \sqrt{\epsilon_p}} - \eta(x) \eta(x-d) \frac{\sqrt{\epsilon(x-d/2)} - \sqrt{\epsilon_p}}{\sqrt{\epsilon(x-d/2)} + \sqrt{\epsilon_p}} \right]^2 \quad (6)$$

où c est une constante géométrique qui n'a pas à être déterminée, car les valeurs absolues de Σ et Δ ne sont pas importantes (c'est-à-dire que seules des variations de ces valeurs sont importantes).

Les équations (5) et (6) peuvent à présent être utilisées pour générer la série de diagraphies idéalisées indiquées ci-dessous. Les diagraphies ci-dessous supposent que $\epsilon_I = 17,2$; $\epsilon_{II} = 3,9$; $\epsilon_{III} = 3,2$ et $\epsilon_p = 2,0$; $d = 5$ cm, que l'épaisseur de la matière plastique est égale à 6,35 mm et que la porosité du sable sec est de 30%. La réponse de la sonde a été calculée à intervalles de 2,54 mm, puis un calcul de moyenne sur cinq points a été appliqué aux données calculées pour simuler partiellement l'effet d'une ouverture d'antenne finie.

Sur la figure 7, il n'y a aucune couche d'hydrocarbure répandue, c'est-à-dire qu'il s'agit du cas d'une nappe d'eau "propre". Pendant que l'outil s'élève à travers une nappe d'eau propre et pénètre dans la partie saturée en air, le signal de somme passe par une crête double, puis s'établit à un niveau inférieur constant. Le signal delta passe également par une crête double, puis

rechute à zéro.

La distance séparant les antennes est le paramètre principal définissant la résolution spatiale de la sonde. Dans ces diagraphies de puits idéalisées, cette distance est de 10 cm. Les figures 7 à 13 montrent les paramètres se dégageant des diagraphies lorsque l'épaisseur de la couche répandue augmente progressivement et dépasse les distances comprises entre les antennes d'émission.

Dans le canal de la somme, on voit l'émergence progressive de deux crêtes doubles, correspondant aux deux zones de formation de fluides ayant des propriétés diélectriques différentes. Ces deux crêtes doubles peuvent être aisément discernées à partir de la figure 11 où l'épaisseur de la couche répandue est égale à deux fois d. Sur la figure 13, on observe trois segments totalement développés de niveau constant du signal, correspondant à l'eau, à l'hydrocarbure et aux zones sèches.

Pour le canal delta, on observe, de nouveau à partir de la figure 11, l'émergence d'un profil de crête distinct pour l'interface couche d'hydrocarbure/sable sec. Sur la figure 13, les trois zones de la formation sont bien démarquées.

Enfin, on note que la réponse de la sonde est une convolution du diagramme de rayonnement des réseaux d'antennes 21, 22 et 23 avec le profil diélectrique $\epsilon(x)$. Il est donc possible d'utiliser un processus de déconvolution pour récupérer ce profil même lorsque l'épaisseur de la couche répandue est quelque peu inférieure à la distance comprise entre les antennes d'émission.

Sur les figures 7 à 13, le niveau de référence est indiqué en NR, le signal, en abscisses, est indiqué en unités arbitraires (UA) et la hauteur au-dessus du niveau de référence, indiquée en ordonnées, est donnée en centimètres.

Bien que la description ci-dessus se réfère

d'une façon générale à l'outil de diagraphie, on a construit des outils prototypes pour affiner la conception de l'outil de diagraphie et du matériel qui lui est associé. La figure 14 illustre l'outil de diagraphie tel qu'il est élevé et abaissé (de préférence élevé pour empêcher l'accrochage) dans le puits. Le forage 2 est complété au moyen d'un tubage non perforé 19 en PCV "Schedule 40". Le fond du tubage est isolé au moyen d'un chapeau 26 (PCV) et le tubage est maintenu centralement dans le forage à l'aide de centreurs non métalliques 27. Un bouchon 102 de ciment est préfabriqué autour du tubage pour le lester au-dessous de la nappe d'eau. Dans la forme préférée de réalisation, le diamètre du forage est de 30 cm et un espace annulaire de 9,5 cm est formé entre le tubage et le forage.

Il est important de garnir uniformément de sable/gravier l'espace annulaire du puits afin d'obtenir de bons résultats avec l'invention. La granulométrie du gravier (ou du sable) 28 est choisie de façon à correspondre aussi étroitement que possible à celle de la formation encaissante. Dans la forme préférée de réalisation pour une formation située dans la région de Boise, Idaho, cette granulométrie est choisie entre 0,25 et 0,84 mm. Un joint 29 d'obturation formé d'un coulis de ciment est installé au-dessus du sable de garnissage afin d'empêcher l'intrusion d'eaux de surface dans le gravier filtre.

L'outil 18 de diagraphie est constitué d'un patin 17 à antennes monté sur un corps 30. Des antennes 21, 22 et 23 sont logées dans le patin. Les bras 31 de pression sont prévus pour maintenir l'outil de façon stable et plaqué contre le tubage dans le puits. L'outil est maintenu dans le forage au moyen du câble 32 qui est élevé et descendu dans le forage au moyen d'un treuil 33 à vitesse constante et d'un trépier 34. Les informations provenant de

l'outil sont transmises à du matériel 36 de mesure et d'enregistrement. Ce matériel d'enregistrement fournit à la fois des résultats analogiques en temps réel et des données enregistrées sous forme numérique. Un lest 100 est utilisé
5 pour maintenir le câble tendu. Des colliers métalliques 101 préalablement installés peuvent être utilisés en tant que calibres/repères de profondeur. Il peut être souhaitable d'utiliser des câbles séparés pour faire monter/descendre l'outil et pour transmettre les données.

10 Les figures 15a, 15b et 15c représentent plus en détail la construction d'une première forme de réalisation de l'outil de diagraphe. Pour obtenir à la fois une résolution verticale élevée et de grandes profondeurs d'échantillonnages, deux batteries d'antennes sont prévues.
15 La batterie inférieure d'antennes 37 est conçue pour donner la meilleure résolution verticale (environ 5 cm) tout en échantillonnant une profondeur relativement faible (environ 2,5 cm). Les trois antennes (38, 39 et 40) sont du type à fente renforcée par cavité, ayant une dimension d'ouverture
20 de 41,28 mm x 6,35 mm. Les faibles dimensions de l'ouverture nécessitent que la cavité de l'antenne soit partiellement remplie d'eau désionisée, puis totalement remplie d'un composé de caoutchouc siliconé (adhésif/mastic d'échanchéité du type "Silastic" 732 RTV", produit par la firme
25 Dow Corning). Les caractéristiques de perte en retour des antennes ont pour résultat une fréquence de travail de 1225 MHz.

Pour minimiser le couplage direct entre les antennes par l'intermédiaire des courants de surface, les
30 antennes sont décalées de façon à être agencées en hélice. Le plan de polarisation de la batterie inférieure d'antenne 37 est vertical.

La batterie supérieure d'antennes 42 est conçue pour donner une profondeur d'échantillonnage quelque peu
35 plus importante (environ 5 cm) au prix d'une certaine perte

de résolution. Les deux antennes émettrices, 43 et 44, sont également du type à fente remplies d'eau et de matière du type "Silastic®", à revêtement à cavité, mais ont une ouverture de 88,90 mm par 19,05 mm, et sont tournées de 90° par rapport aux antennes de la batterie inférieure. Par conséquent, le plan de polarisation de ces antennes est horizontal. L'octogonalité des polarisations des batteries d'antennes établit une isolation suffisante entre elles si elles devaient être commandées simultanément.

10 Dans la batterie supérieure, une antenne 45 de réception diffère des antennes d'émission par le fait qu'il s'agit d'une fente ménagée dans une feuille de métal, renforcée par une cavité remplie d'eau désionisée et de matière du type "Silastic®". La "longue" dimension de
15 cette cavité est horizontale, ce qui permet aux deux antennes d'émission d'être très rapprochées l'une de l'autre (139,70 mm).

Des fentes 46 et 47 "d'arrêt" sont placées entre les antennes d'émission et l'antenne de réception
20 afin de minimiser le couplage direct. Ces fentes sont remplies d'un diélectrique du type "RT Duroid®" ayant une constante diélectrique d'environ 10.

Les caractéristiques d'atténuation de la batterie supérieure d'antennes donnent naissance à une
25 fréquence commune de travail de 1100 MHz. Un bras 31 de pression maintient l'outil en place dans le puits.

L'outil de diagraphie comprend intérieurement une source RF 48, un atténuateur variable 49, des commutateurs 50, 54 et 55, un circuit hybride 51, un amplificateur 56 et un récepteur 57. Les fonctions de ces
30 dispositifs sont décrites plus en détail ci-dessous.

La figure 16 est un schéma fonctionnel d'un système à radio-fréquence pour la première forme de réalisation de l'outil. Le dispositif est constitué d'une
35 source 48 de micro-ondes, d'une fréquence de 1-2GHz, qui

émet un signal par l'intermédiaire d'un atténuateur variable 49. Un commutateur 50 transmet de façon alternée le signal de micro-ondes vers l'accès 52 de somme et vers l'accès delta 53 de différence du circuit hybride 51 à opposition de phases. Les commutateurs 54 et 55 transmettent en alternance les signaux S et W à la batterie supérieure 42 et à la batterie inférieure 37 d'antennes d'émission.

Les antennes de réception 39 et 45 transmettent le signal reçu par l'intermédiaire du commutateur 55 à un amplificateur 56 de 20 dB et au récepteur 57. Des câbles appropriés sont accordés en phase.

Les figures 17a, 17b et 17c montrent une seconde forme avantageuse de réalisation de l'outil de diagraphie. Dans cette forme de réalisation, une seule batterie d'antennes, constituée d'une antenne unique 60 d'émission et de deux antennes 61 et 62 de réception, est prévue. Les antennes sont identiques et ne sont plus dans une disposition décalée ; leurs centres de phase sont placés sur une ligne verticale. Le découplage entre les antennes d'émission et de réception est réalisé par la mise en place, entre elles, de fentes 59 d'arrêt remplies d'une matière absorbant les radio-fréquences. L'écartement entre l'antenne d'émission 60 et les antennes de réception 61 et 62 est de 2,54 cm et le trajet de propagation du rayonnement est inversé, c'est-à-dire qu'il n'y a qu'une antenne d'émission 60 et deux antennes de réception 61 et 62. Trois amplificateurs/récepteurs 76 sont utilisés dans cette forme de réalisation.

Un troisième canal, appelé le canal de "désaccord", mesure la puissance réfléchie à partir de l'antenne d'émission par suite d'un désaccord entre l'antenne et la combinaison formation/tubage.

Une source d'alimentation 74 en courant continu sous 15 volts et une source 75 d'alimentation sous

20 volts fournissent l'énergie électrique pour le dispositif. Une source 63 de radio-fréquence, un atténuateur variable 64, un circuit hybride 68 et des galets 80 sont également prévus. Les informations sont transmises vers la surface au moyen d'un câble 77 à conducteurs multiples. Dans la seconde forme préférée de réalisation, le dispositif est maintenu dans le puits par les galets 80 de pression qui assurent un parcours plus doux de l'outil pendant la diagraphie. Un coupleur directionnel 65 est utilisé pour échantillonner la puissance renvoyée par réflexion à partir de l'antenne d'émission, afin de produire un signal DESACCORD.

La figure 18 est un schéma du circuit radio-fréquence de la seconde forme préférée de réalisation. Comme montré, ce dispositif travaille et enregistre des données simultanément sur les trois canaux, en continu, ce qui évite la nécessité de commutateurs quelconques. Dans cette forme de réalisation, la source 63 émet un signal vers l'atténuateur variable 64 et, par l'intermédiaire du coupleur directionnel 65, à l'antenne d'émission 60. Le récepteur 66 et l'amplificateur 67 fournissent des informations concernant le désaccord entre l'antenne et la formation.

Les signaux reçus aux antennes réceptrices 61 et 62 sont combinés dans un circuit hybride 68 à opposition de phases afin de générer les signaux S et W qui sont amplifiés dans les amplificateurs 69 et 70 avant d'être détectés aux récepteurs 71 et 72. Il convient de noter que, dans cette forme de réalisation, l'antenne centrale est un émetteur et les antennes supérieure et inférieure sont des récepteurs. Le trajet du rayonnement est ici inversé par rapport à celui décrit précédemment, mais donne le même résultat.

Ainsi que l'on peut s'y attendre, les diagraphies réelles de puits sont souvent loin d'être idéales et

il faut une certaine expérience pour les interpréter. Les figures 19 et 20 montrent des diagraphies de puits obtenues à l'aide des outils décrits ci-dessus.

5 D'une façon générale, l'interprétation des diagraphies de puits portent principalement sur le canal delta. Les canaux de somme et de désaccord fournissent des informations supplémentaires utilisées pour corroborer les résultats du canal delta, en particulier dans le cas d'ambiguïtés.

10 La figure 19 montre un échantillon de diagraphies de puits réalisée en laboratoire au moyen de la seconde forme avantageuse de réalisation. Une couche d'hydrocarbure de 20,32 cm a été établie aux niveaux 43,18 cm et 63,5 cm. L'interface hydrocarbure/eau (désignée
15 en 78) apparaît sur la diagraphie à environ 41,91 cm (le milieu des deux crêtes delta élevées) et l'interface hydrocarbure/air (désignée en 79) apparaît à 64,77 cm, ce qui indique une très bonne corrélation.

La figure 20 montre un échantillon de diagraphies de puits obtenues avec la seconde forme de réalisation à partir d'un aquifère dans la région de Boise, Idaho, portant une couche importante d'essence sur sa surface. La formation est une formation caillouteuse, de sable grossier. La diagraphie indique des crêtes delta à
20 l'interface hydrocarbure/eau, à une hauteur de 820,15 m et une interface air/hydrocarbure à une hauteur de 820,31 m. La somme décroît d'un niveau élevé à un niveau inférieur, correspondant approximativement à ces crêtes. Le canal de désaccord présente aussi des variations de niveau cor-
25 respondant aux crêtes delta les supportant. Les très fortes crêtes négatives du canal de désaccord sont utilisées pour repérer de façon électronique les hauteurs durant le processus de diagraphie.

30 Contrairement aux résultats de la diagraphie de puits, un contrôle classique du puits a indiqué le dessus
35

de la couche d'hydrocarbure comme étant à 820,06 m et le bas de la couche d'hydrocarbure comme étant à 819,87 m. Par conséquent, l'épaisseur de l'hydrocarbure, avec un puits de contrôle classique, serait estimée de 19,56 cm, tandis que
5 la diagraphie indique que l'épaisseur est de 16 cm. Cette différence est importante et serait notablement plus grande dans une formation moins grossière.

La figure 21 est une diagraphie de puits obtenue dans la même formation que celle décrite en regard
10 de la figure 20, dans une zone où aucun hydrocarbure n'est présent sur la nappe d'eau. La crête delta pour l'interface eau/air est observée à la hauteur de 821,30 m. La somme et le désaccord prennent des valeurs différentes à cette même hauteur. On n'observe aucune autre crête delta discernable
15 et rien de visible dans les canaux de somme et de désaccord ne permet de considérer l'une quelconque des crêtes de bruits comme une autre interface delta.

La couche d'hydrocarbure détectée par l'outil dans les diagraphies décrites ci-dessus est la couche
20 d'hydrocarbure saturée et sa frange capillaire associée (voir l'article de Van Dam, cité précédemment et incorporé ici à titre de référence). Cette information peut être utilisée pour estimer le volume d'hydrocarbure répandu sur les eaux souterraines.

25 Dans toutes les diagraphies de puits précédentes, on peut encore simplifier l'interprétation de la diagraphie par des techniques d'adoucissement des courbes connues de l'homme de l'art.

Le concept d'une diagraphie à compensation à
30 zéro pourrait également être utile dans la diagraphie d'un puits classique de pétrole, en production ou en exploration. L'antenne destinée à un outil de diagraphie de puits de pétrole ou de gaz, à trou ouvert, est d'une configuration générale telle qu'indiquée ci-dessus dans la seconde
35 forme préférée de réalisation. Cependant, dans un puits de

pétrole brut en production, il est nécessaire de faire travailler le dispositif dans un environnement en sondage non tubé, car il n'est pas pratique d'utiliser un tubage de matière plastique et/ou de maintenir le forage rempli d'air. Par conséquent, l'outil est totalement enveloppé, étanche à l'eau et tous les organes intérieurs doivent être conçus pour résister aux températures rencontrées dans les couches pétrolifères. Les antennes doivent être conçues pour fonctionner efficacement lorsqu'elles sont en contact direct avec une formation dissipative.

De plus, étant donné que la matière entourant l'outil dans un trou non tubé est souvent dissipative (conductrice), les signaux de somme, delta et de désaccord sont complexes, c'est-à-dire qu'ils possèdent des composantes à la fois d'amplitude et de phase.

Pour tenir compte de ces différences, on utilise des discriminateurs de phase à la place des récepteurs. Ces dispositifs donnent la phase et l'amplitude d'un signal inconnu, par rapport à un signal témoin ou de référence.

Le signal de somme et le signal delta peuvent à présent être écrits de la manière suivante :

$$\begin{aligned} \tilde{\Sigma}^*(x) = G M^*(x) & \left[M^*(x + \frac{d}{2}) e^{i k^* (x + \frac{d}{2}) d} \right. \\ & \left. + M^*(x - \frac{d}{2}) e^{i k^* (x - \frac{d}{2}) d} \right] \end{aligned} \quad (7)$$

et

$$\begin{aligned} \Delta^*(x) = G M^*(x) & \left[M^*(x + \frac{d}{2}) e^{i k^* (x + \frac{d}{2}) d} \right. \\ & \left. - M^*(x - \frac{d}{2}) e^{i k^* (x - \frac{d}{2}) d} \right] \end{aligned} \quad (8)$$

où

G = un facteur d'"étalement géométrique" qui peut être déterminé empiriquement ou à partir d'une modélisation théorique comme cela est effectué, par exemple, dans l'outil EPT.
 * indique une quantité complexe.

$k^* \left(x + \frac{d}{2} \right) =$ vecteur d'onde pour la zone comprise entre l'antenne d'émission et l'antenne supérieure de réception.

$k^* \left(x - \frac{d}{2} \right) =$ vecteur d'onde pour la zone comprise entre l'antenne d'émission et l'antenne inférieure de réception.

$k^* =$ une fonction de la constante diélectrique et de la conductivité.

$M^* (x) =$ facteur naissant du désaccord entre l'antenne d'émission et la formation.

$M^* (x + d) =$ facteur naissant d'un désaccord entre l'antenne supérieure de réception et la formation.

$M^* (x - d) =$ facteur naissant d'un désaccord entre l'antenne inférieure de réception et la formation.

Une information concernant $M^*(x)$ est enregistrée par le canal de désaccord lorsque l'outil est dans une position x. L'information concernant $M^*(x-d)$ a été enregistrée lorsque l'outil se trouvait à l'emplacement

(x-d). Similairement, M(x+d) devient M*(x) lorsque l'outil est déplacé vers le haut sur une distance d. Il convient de noter que M*(x-d) et M*(x+d) se réfèrent aux antennes de réception, mais que ces quantités peuvent être déterminées pour l'antenne d'émission, car les trois antennes sont toutes identiques. Par conséquent, les quantités M*(x), M*(x-d) et M*(x+d) sont connues.

En additionnant et soustrayant les équations 7 et 8, on trouve :

$$\int^*(x) + \Delta^*(x) = 2GM^*(x)M^*(x+d)e^{ik^*(x+\frac{d}{2})d} \quad (9)$$

$$\int^*(x) - \Delta^*(x) = 2GM^*(x)M^*(x-d)e^{ik^*(x-\frac{d}{2})d} \quad (10)$$

Solutions pour $k^*(x+\frac{d}{2})$ et $k^*(x-\frac{d}{2})$

$$k^*(x+\frac{d}{2}) = \frac{1}{id} \ln \left\{ \frac{\int^*(x) + \Delta^*(x)}{2GM^*(x)M^*(x+d)} \right\} \quad (11)$$

10

$$k^*(x-\frac{d}{2}) = \frac{1}{id} \ln \left\{ \frac{\int^*(x) - \Delta^*(x)}{2GM^*(x)M^*(x-d)} \right\} \quad (12)$$

Etant donné que toutes les quantités de droite sont connues pour les canaux de somme, delta et de désaccord, on peut déterminer $k^*(x+d/2)$ et $k^*(x-d/2)$. A partir de ces valeurs, on peut trouver les constantes diélectriques et les conductivités des zones comprises entre l'antenne d'émission et chacune des antennes de réception en utilisant des relations simples, connues de l'homme de l'art.

15

Lorsqu'un outil se déplace dans le puits, le couplage entre une antenne et la formation change en continu du fait des variations des conditions de la formation, de l'épaisseur du dépôt de boue et/ou de la rugosité de la paroi du forage. L'outil de l'art antérieur 5 cherche à éliminer cette quantité inconnue en prenant le rapport des mesures réalisées par deux antennes adjacentes de réception. Ceci suppose que les deux antennes de réception possèdent le même couplage à un instant donné. 10 Cette supposition peut être vraie ou fausse mais, dans tous les cas, on ne dispose d'aucun moyen permettant de savoir si elle est vraie ou fausse pour une formation donnée. Dans l'outil de l'invention, on mesure réellement ce désaccord et on en tient compte d'une façon directe. Outre l'at- 15 ténuation du problème ci-dessus, le canal de désaccord peut également renseigner sur la rugosité du forage et sur l'état (qualitatif) du dépôt de boue.

Les figures 22a, 22b et 22c illustrent l'outil qui sera utilisé dans l'application à un sondage à 20 découvert ou non tubé, décrit ci-dessus. L'outil comprend un corps 81, un patin 82 d'antennes et un bras 83 de pression. La configuration des antennes est similaire à celle de la seconde forme préférée de réalisation et elle comprend des antennes de réception 84 et 85 et une antenne 25 d'émission 86. Comme précédemment, des fentes 87 d'arrêt sont prévues. Intérieurement, le dispositif comprend des sources d'énergie 88 et 89 et une source radio-fréquence 90. Il est également incorporé dans le dispositif les éléments suivants (qui sont décrits plus en détail ci- 30 dessous) : un atténuateur variable 91, un échantillonneur de puissances 92, un diviseur de puissances 93 à trois voies, des amplificateurs 94 et des discriminateurs de phases 95, 96 et 97. Un circuit hybride 98 et un coupleur directionnel 99 assomment la même fonction que celle 35 décrite pour les première et seconde formes préférées de

réalisation.

La figure 23 est un schéma simplifié de la partie radio-fréquence de la troisième forme préférée de réalisation. La meilleure façon de décrire la figure 23 est de suivre le signal électromagnétique sur son trajet. La source 88 émet un signal électromagnétique à onde entretenue qui passe à travers un coupleur directionnel 92 en sens direct. Ici, une petite partie de la puissance est échantillonnée vers un diviseur de puissance 93 à trois voies qui sert à produire trois signaux de référence.

Le signal principal est ensuite appliqué à un atténuateur variable 91 et, à travers un coupleur directionnel 99, à l'antenne d'émission 86. L'atténuateur 91 sert à régler en continu la puissance émise en fonction de la nature de la formation rencontrée, et il peut être commandé automatiquement par une boucle de réaction qui échantillonne aussi la puissance reçue aux antennes de réception 84 et 85.

Une partie de la puissance arrivant à la borne de l'antenne d'émission 86 est renvoyée par réflexion du fait du désaccord entre cette antenne et la formation qui lui est opposée. Cette puissance réfléchie est échantillonnée par le coupleur directionnel 99, amplifiée dans l'amplificateur 94a et appliquée à un discriminateur de phase 95 qui reçoit également un signal de référence du diviseur de puissance 93 après qu'il a été amplifié dans l'amplificateur 94b. Les signaux de sortie en courant continu du discriminateur de phase 95 contiennent une information concernant la phase et l'amplitude du signal de désaccord.

Des parties de l'énergie quittant l'antenne d'émission et entrant dans la formation sont reçues par les antennes de réception 84 et 85. Ces signaux sont combinés dans un circuit hybride 98 à opposition de phases. Les signaux de sortie de ce circuit hybride constituent la

somme et la différence des deux signaux d'entrée.

Le signal de différence est amplifié dans un amplificateur 94c et appliqué à un deuxième discriminateur de phase 96 qui reçoit également un signal de référence du diviseur de puissance 93 après qu'il a été amplifié dans l'amplificateur 94d. Les signaux de sortie en courant continu du discriminateur de phase 96 contiennent une information concernant la phase et l'amplitude du signal du canal delta.

Le signal de somme est amplifié de la même manière dans l'amplificateur 94e et appliqué à un troisième discriminateur de phase 97 qui reçoit également un signal de référence provenant du diviseur de puissance 93 après que ce signal a été amplifié dans l'amplificateur 94f. Les signaux de sortie en courant continu du discriminateur de phase 97 contiennent une information concernant la phase et l'amplitude du signal du canal de somme. Sur la figure 23, les câbles sont ajustés de façon à avoir les longueurs électriques correctes.

La figure 24 illustre une diagraphie de puits, produite numériquement pour la troisième forme de réalisation. Cet échantillon de diagraphie de puits suppose que l'outil travaille à 1000 MHz et que l'épaisseur du sable contenant du pétrole est de 25 cm. On suppose que la distance entre les antennes de réception et l'antenne d'émission est de 5 cm. La porosité, la saturation en eau (S_w) et la saturation en pétrole (S_o) pour les trois zones sont indiquées sur la figure. La résistivité de l'eau est supposée être de 0,2 ohm-mètre. De même qu'avec les deux premières formes de réalisation, le canal delta (ici, en particulier, le signal de phase) présente un décalage net à chaque interface. Les autres canaux permettent d'interpréter ces décalages comme correspondant à une interface.

La figure 25 illustre l'utilisation d'un paramètre supplémentaire qui peut aider à la mise en oeuvre

de la troisième forme de réalisation. Sur cette figure, la formation et l'outil sont les mêmes que ceux montrés sur la figure 24. Cependant, le paramètre tracé est le paramètre "omega" (X). Ce paramètre empirique est défini par : $X =$
5 (amplitude du canal de somme) [cos (phase du canal delta)]. Comme montré, ce paramètre présente une nette délinéation au contact pétrole/eau.

La fréquence de travail de l'une quelconque des formes de réalisation décrites ci-dessus doit de préférence
10 être telle que la distance entre les antennes d'émission et de réception est inférieure à la moitié de la longueur d'onde effective du rayonnement. Pour un écartement du type donné, ceci établit une limite supérieure à la fréquence de travail. Une limite inférieure approximative de la
15 fréquence de travail est obtenue d'après la distance de résolution. Si l'on souhaite résoudre une distance descendant à l'écartement entre l'antenne d'émission et l'antenne de réception, cette distance doit alors être supérieure à environ 1/3 de la longueur d'onde effective.
20 De cette manière, on englobe la bande des fréquences de travail. Dans une application habituelle, cette bande est d'environ 1000-1500 MHz.

Dans l'application à des eaux souterraines, l'outil doit être mis en oeuvre au voisinage de la limite
25 supérieure de cette bande pour maximiser la résolution. Dans un sondage non tubé, l'outil doit être mis en oeuvre au voisinage de la limite inférieure de la bande pour maximiser la profondeur d'investigation. Il est évident que la fréquence de travail peut aisément être modifiée et que
30 la fréquence optimale pour une application donnée peut être déterminée aisément par l'homme de l'art.

Il va de soi que de nombreuses modifications peuvent être apportées au procédé et à l'appareil décrit et représenté sans sortir du cadre de l'invention.

REVENDICATIONS

1. Procédé pour déterminer la position d'une interface de matières diélectriquement différentes, caractérisé en ce qu'il consiste :

5 (a) à émettre des rayonnements électromagnétiques à partir d'une première antenne d'émission (21) et d'une seconde antenne d'émission (23), dans un sondage de puits, ces rayonnements ayant une phase commune et une amplitude commune, la première antenne d'émission étant
10 placée au-dessus de la seconde antenne d'émission ;

(b) à recevoir un signal de somme à une antenne (22) de réception située entre la première antenne d'émission et la seconde antenne d'émission ;

(c) à émettre des rayonnements électromagnétiques ayant une amplitude commune et des phases opposées à
15 partir des première et seconde antennes d'émission ;

(d) à recevoir un signal delta à ladite antenne de réception ; et

(e) à contrôler le signal de somme et le signal
20 delta.

2. Procédé pour déterminer la position d'une interface de matières diélectriquement différentes, caractérisé en ce qu'il consiste :

(a) à émettre un rayonnement électromagnétique
25 à partir d'une antenne d'émission (22) ;

(b) à recevoir un premier signal à une première antenne de réception (21) disposée au-dessus de l'antenne d'émission ;

(c) à recevoir un second signal à une seconde
30 antenne (23) de réception disposée au-dessous de l'antenne d'émission ;

(d) à additionner les premier et second signaux pour former un signal de somme ;

(e) à déphaser les premier et second signaux
35 d'un total de 180° pour produire des signaux déphasés ;

(f) à additionner les signaux déphasés pour former un signal delta ; et

(g) à contrôler le signal de somme et le signal delta.

5 3. Procédé selon l'une des revendications 1 ou 2, caractérisé en ce que les matières diélectriquement différentes sont des hydrocarbures et de l'air, et notamment un hydrocarbure dans une formation contenant de l'eau souterraine, et de l'air.

10 4. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 et 2, caractérisé en ce que les étapes d'émission et de réception sont réalisées sur un dispositif du type à patin (17), et, de préférence, en ce que le rayonnement électromagnétique est un rayonnement à haute
15 fréquence.

 5. Procédé selon la revendication 4, caractérisé en ce que la fréquence du rayonnement électromagnétique est sensiblement de l'ordre de 1000 à 1500 MHz, et avantageusement d'environ 1500 MHz.

20 6. Procédé selon la revendication 3, caractérisé en ce qu'il consiste en outre à localiser une interface hydrocarbure/eau.

 7. Procédé selon l'une des revendications 1 et 2, caractérisé en ce que les étapes d'émission et de
25 réception sont effectuées à proximité immédiate d'un tubage (19) en matière plastique définissant un puits rempli d'air.

 8. Procédé selon l'une des revendications 1 et 2, caractérisé en ce qu'il consiste en outre à mesurer la
30 puissance réfléchie à partir des antennes d'émission.

 9. Appareil pour déterminer la position d'une interface de matières diélectriquement dissemblables, caractérisé en ce qu'il comporte :

 (a) un premier moyen (21) d'émission d'un
35 rayonnement ;

(b) un second moyen (23) d'émission d'un rayonnement capable, de façon alternée, d'émettre un rayonnement de même phase que celui émis par le premier moyen d'émission et d'émettre un rayonnement en opposition de phase par rapport à celui du premier moyen d'émission ;

(c) un moyen (22) de réception de rayonnement disposé entre les premier et second moyens d'émission ;

(d) un moyen destiné à contrôler un signal reçu ; et, optionnellement,

(e) un moyen (51) destiné à additionner des signaux provenant des premier et second moyens de réception pour produire un signal de somme.

10. Appareil pour déterminer la position d'une interface de matières diélectriquement dissemblables, caractérisé en ce qu'il comporte :

(a) une antenne (22) d'émission d'un rayonnement ;

(b) une première antenne (21) de réception située au-dessus de l'antenne d'émission ;

(c) une seconde antenne (23) de réception de rayonnement située au-dessous de l'antenne d'émission ;

(d) des moyens (51) destinés à déphaser et combiner un signal provenant des première et seconde antennes de réception pour produire un signal delta ; et

(e) des moyens destinés à contrôler le signal delta.

11. Appareil selon l'une des revendications 9 et 10, caractérisé en ce qu'il comporte en outre un patin (17) conçu pour s'adapter sensiblement à la surface intérieure d'un forage de puits et pour maintenir les antennes d'émission et de réception.

12. Appareil selon la revendication 11, caractérisé en ce que les antennes d'émission et de réception sont des antennes à haute fréquence accordées de façon à observer à travers un tubage (19) de matière

plastique, dans une formation.

13. Appareil selon l'une des revendications 9 et 10, caractérisé en ce qu'il comporte en outre des moyens destinés à contrôler la puissance réfléchie par les
5 antennes d'émission.

14. Appareil selon l'une des revendications 9 et 10, caractérisé en ce qu'il comporte en outre un puits (2) à tubage (19) en matière plastique, rempli d'air, le puits étant conçu pour recevoir les antennes et étant de
10 préférence foré sensiblement dans une formation d'eaux souterraines.

15. Appareil selon l'une des revendications 9 et 10, caractérisé en ce qu'il comporte en outre un treuil (33) à vitesse constante pour faire monter l'appareil.

16. Appareil selon l'une des revendications 9 et 10, caractérisé en ce qu'il comporte en outre une seconde batterie (37) d'antennes conçue pour fournir une
15 résolution verticale accrue.

17. Appareil selon l'une des revendications 9 et 10, caractérisé en ce que les antennes sont des antennes à fentes renforcées par cavités, accordées de façon à observer à travers un tubage (19) de matière plastique, dans une formation, et, de préférence, en ce que les antennes à fentes, renforcées par cavités, sont remplies de
20 matières choisies dans le groupe formé (a) d'un composé de caoutchouc siliconé et d'eau désionisée, et (b) de pastilles de titanate de baryum céramique et de résine époxy.

18. Appareil selon la revendication 9, caractérisé en ce que la grande dimension de l'antenne de
30 réception est horizontale.

19. Appareil selon l'une des revendications 9 et 10, caractérisé en ce qu'il présente en outre des fentes (46,47) d'arrêt situées entre les antennes, et en ce que
35 les fentes d'arrêt sont de préférence remplies d'une

matière diélectrique.

20. Appareil selon l'une des revendications 9 et 10, caractérisé en ce que les centres des phases des antennes sont placés sur une ligne verticale et, en outre, et de préférence, en ce que des fentes (46,47) d'arrêt sont disposées entre les antennes.

21. Appareil pour déterminer l'épaisseur d'un hydrocarbure sur une nappe d'eau, caractérisé en ce qu'il comporte :

10 (a) un puits de surveillance (2), à tubage, rempli d'air, pénétrant dans la nappe d'eau ;

(b) un outil de diagraphie qui comprend :

15 (i) une première batterie (42) d'antennes comprenant en outre une antenne d'émission, une première antenne de réception et une seconde antenne de réception ;

(ii) une source (48) de rayonnement électromagnétique connectée à l'antenne d'émission ;

20 (iii) un circuit hybride (51) à opposition de phases conçu pour décaler de 180° des signaux reçus par les première et seconde antennes de réception afin de produire un signal delta ;

(c) des moyens (36) d'enregistrement de signaux connectés au circuit hybride ; et

25 (d) des moyens (33) destinés à déplacer l'outil de diagraphie dans le puits.

22. Appareil selon la revendication 21, caractérisé en ce qu'il comporte en outre un gravier-filtre entourant le puits tubé.

30 23. Appareil selon la revendication 21, caractérisé en ce qu'il comporte en outre une seconde batterie (37) d'antennes espacée pour présenter une résolution élevée.

35 24. Appareil selon la revendication 21, caractérisé en ce que les première et seconde antennes de

réception et l'antenne d'émission comprennent une cavité partiellement remplie d'eau et d'un composé de caoutchouc siliconé.

25. Appareil selon la revendication 21, caractérisé en ce que la première batterie d'antennes est une batterie d'antennes décalées.

26. Appareil selon la revendication 21, caractérisé en ce que le puits tubé est un puits à tubage de polychlorure de vinyle.

27. Appareil selon la revendication 21, caractérisé en ce qu'il présente en outre des fentes (46,47) d'arrêt situées dans la première batterie d'antennes, les fentes d'arrêt étant de préférence remplies d'une matière diélectrique.

28. Appareil selon la revendication 21, caractérisé en ce que les centres des phases de la première batterie d'antennes sont constitués sur une ligne verticale.

29. Appareil selon l'une quelconque des revendications 9,10 et 21, caractérisé en ce que les antennes sont décalées en hélice.

30. Appareil selon la revendication (21), caractérisé en ce qu'il comporte en outre un treuil (33) à vitesse constante pour faire monter l'outil de diagraphie.

31. Appareil selon la revendication 21, caractérisé en ce qu'il comporte en outre des moyens destinés à contrôler la puissance réfléchie par l'antenne d'émission.

32. Appareil selon la revendication 21, caractérisé en ce qu'il comporte en outre un patin (17) qui contient la première batterie d'antennes et qui est conçu pour épouser sensiblement la surface intérieure du puits de surveillance, lesdites antennes étant de préférence des antennes à haute fréquence.

33. Appareil selon l'une des revendications 11

et 32, caractérisé en ce que les antennes sont conçues pour fonctionner dans la bande de fréquence de 1100 à 1500 MHz, et de préférence à une fréquence d'environ 1500 MHz.

34. Outil de diagraphie électromagnétique
5 destiné à déterminer la position d'une formation contenant des hydrocarbures, caractérisé en ce qu'il comporte :

(a) un puits non tubé (2) ;

(b) un outil fermé de diagraphie qui comprend

en outre :

10 (i) une antenne (86) d'émission électromagnétique ;

(ii) une première antenne (84) de réception au-dessus de ladite antenne d'émission ;

15 (iii) une seconde antenne (85) de réception au-dessous de l'antenne d'émission ;

(iv) des moyens (83) destinés à maintenir les antennes contre une paroi du puits ;

20 (v) des moyens (98) destinés à déphaser et combiner des signaux reçus des première et seconde antennes de réception pour produire un signal delta ;

(vi) des moyens destinés à déterminer un désaccord entre les antennes ;

(vii) des discriminateurs de phases (95,96,97) connectés aux moyens (v) et (vi) ;

25 (c) des moyens (33) destinés à déplacer l'outil de diagraphie dans le puits ;

(d) des moyens destinés à contrôler un signal delta et un signal de désaccord ; et, optionnellement,

30 (e) des moyens destinés à contrôler l'amplitude d'un canal de somme et des moyens destinés à contrôler un signal oméga, le signal oméga étant calculé à l'aide de l'équation :

$$\text{Oméga} = (\text{amplitude du canal de somme}) * \cos (\text{phase du canal delta}).$$

35

35. Procédé pour déterminer la position d'une

interface dans une formation pétrolifère, caractérisé en ce qu'il consiste :

- (a) à insérer un outil de diagrapie dans un puits (2) non tubé, dans une première position ;
- 5 (b) à émettre un rayonnement électromagnétique à partir d'une antenne (22) d'émission située sur l'outil de diagrapie ;
- (c) à recevoir un premier signal à une première antenne (21) de réception placée au-dessus de l'antenne
10 d'émission ;
- (d) à recevoir un second signal à une seconde antenne (23) de réception placée au-dessous de l'antenne d'émission ;
- (e) à déphaser et combiner les premier et
15 second signaux pour produire un signal delta ;
- (f) à déplacer l'outil de diagrapie vers une seconde position ;
- (g) à contrôler une phase du signal delta ; et optionnellement ;
- 20 (h) à contrôler un désaccord entre au moins une des antennes et le puits.

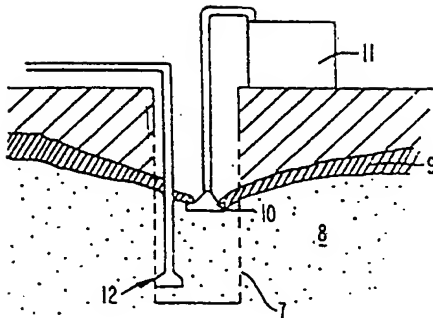


FIG. 1.

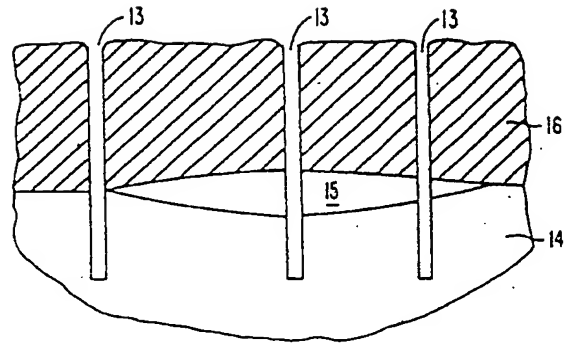


FIG. 2.

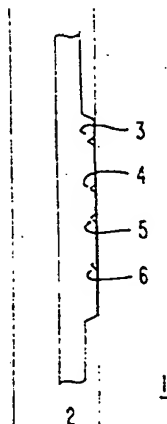


FIG. 3.

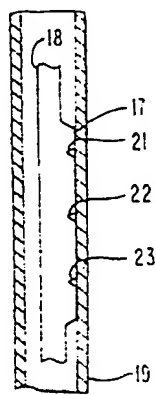


FIG. 4.

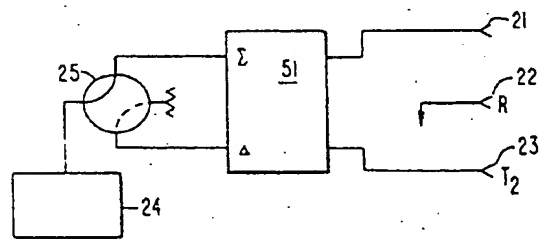
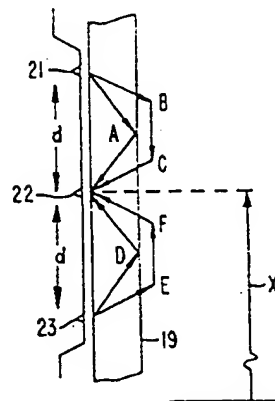


FIG. 5.



NIVEAU DE REFERENCE
FIG. 6.

2/15

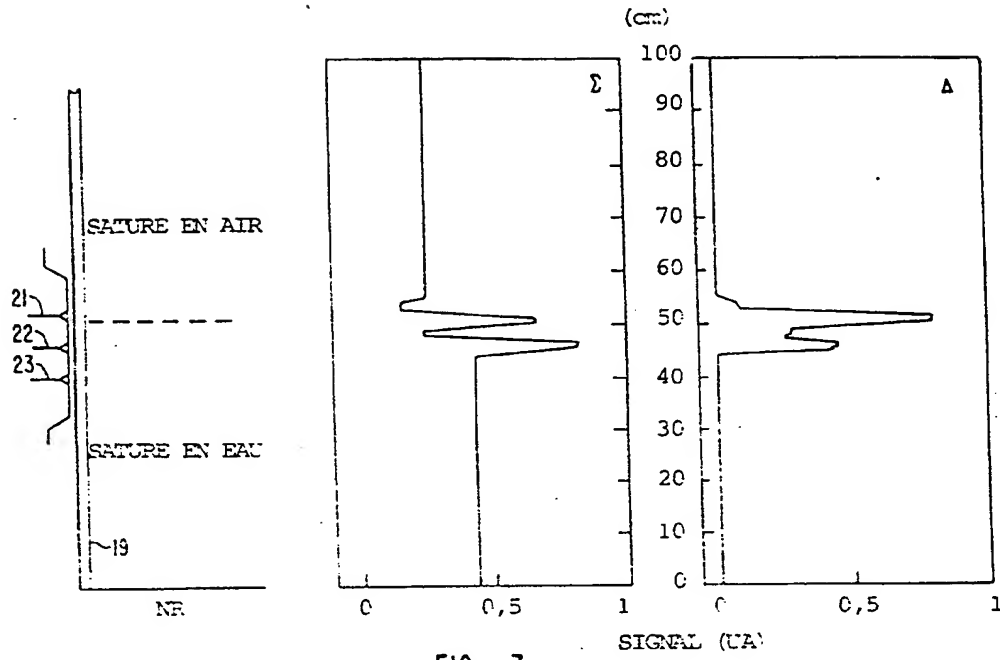


FIG. 7.

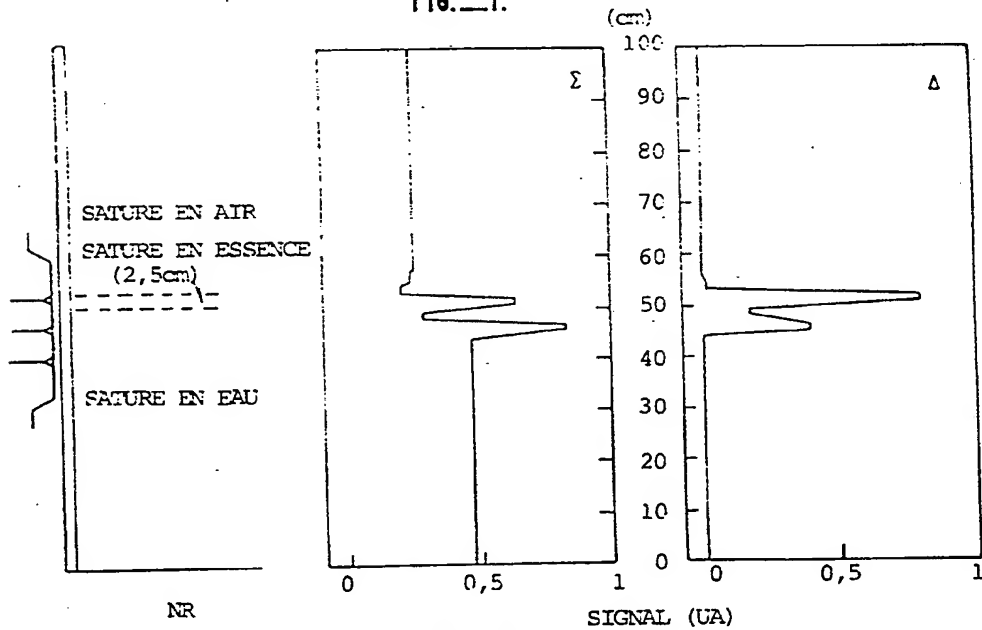


FIG. 8.

3/15

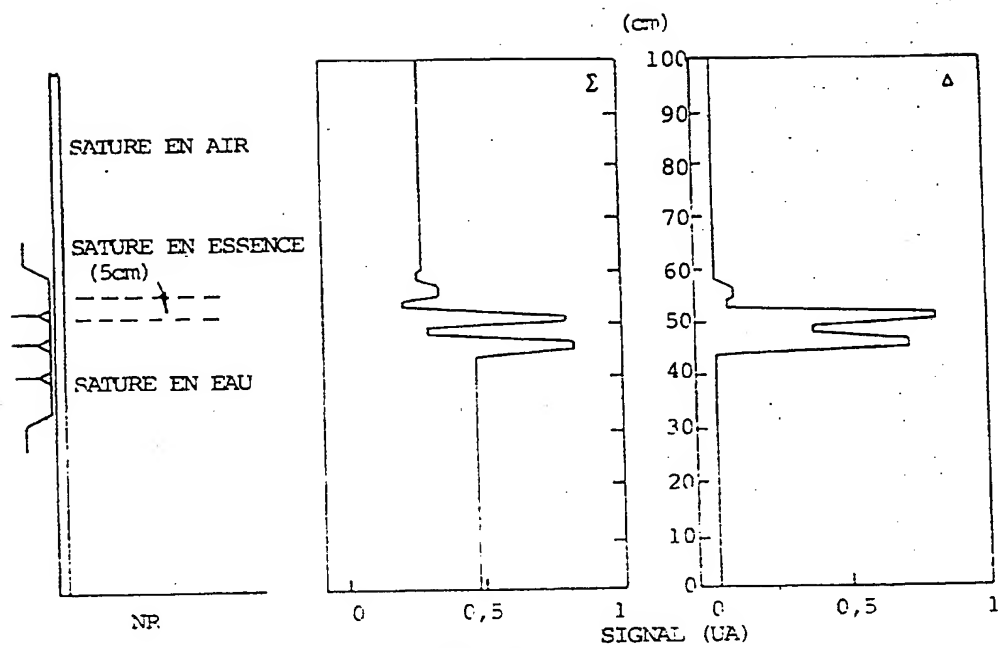


FIG. 9.

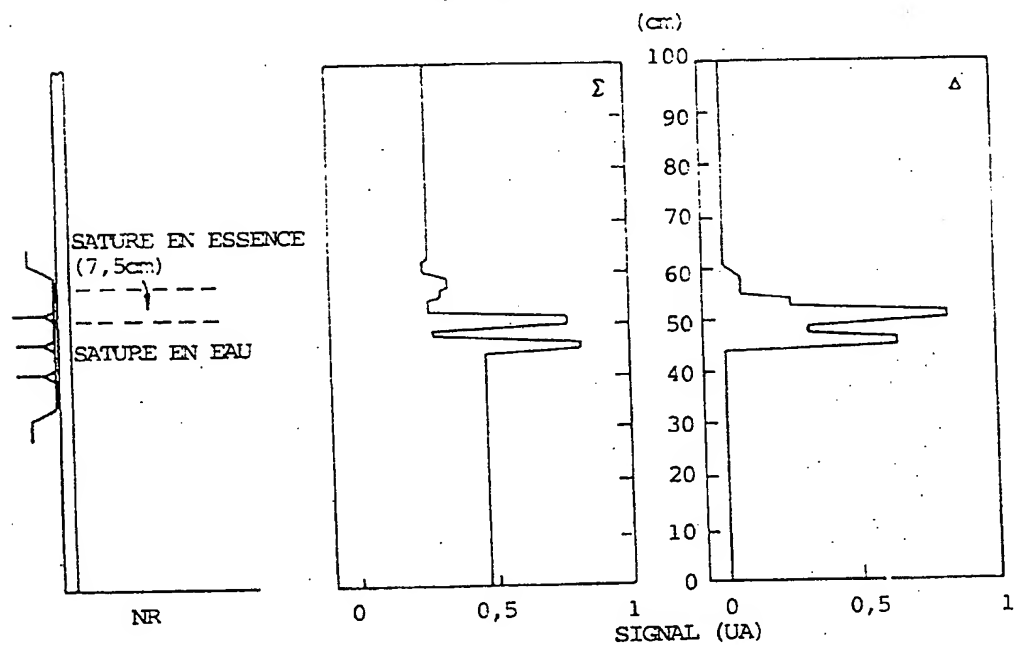
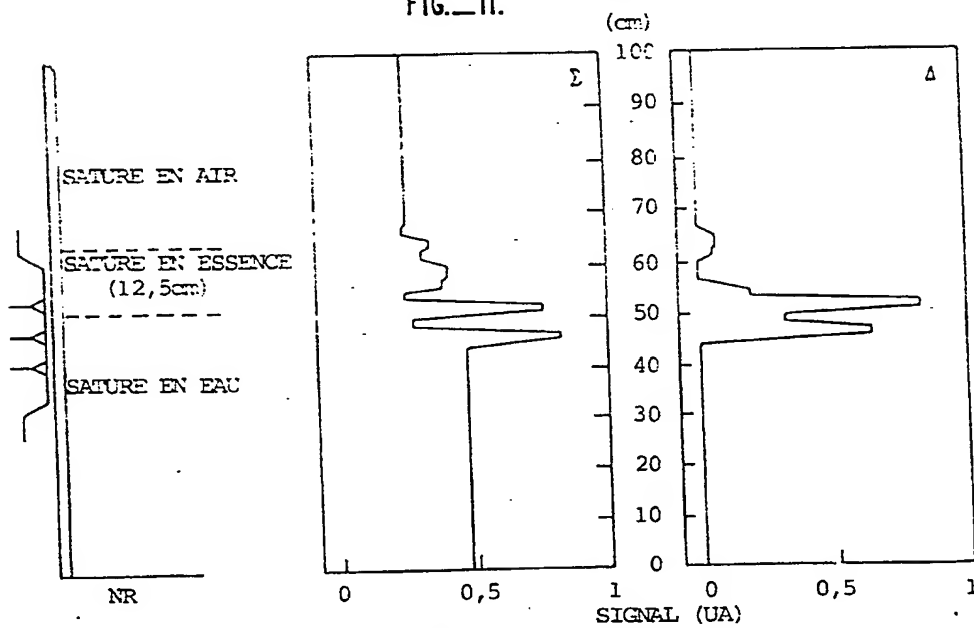
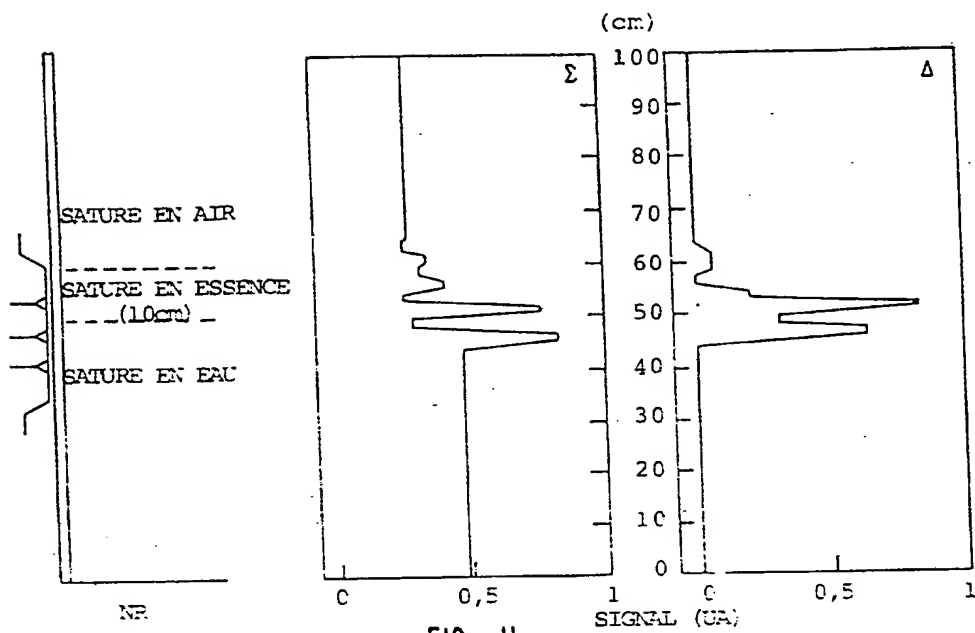


FIG. 10.

4/15



5/15

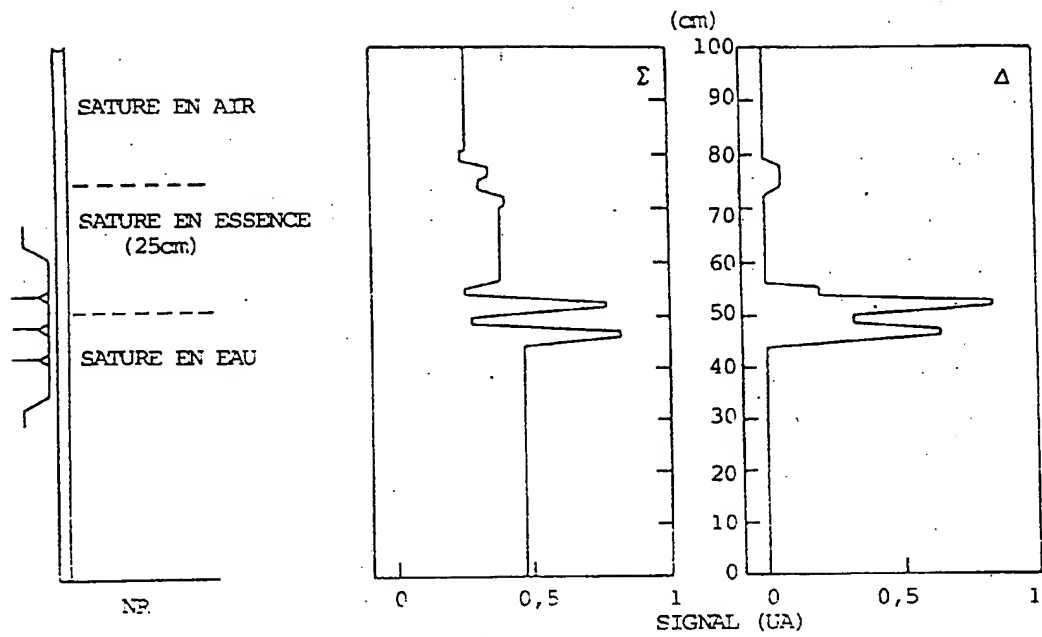


FIG. 13.

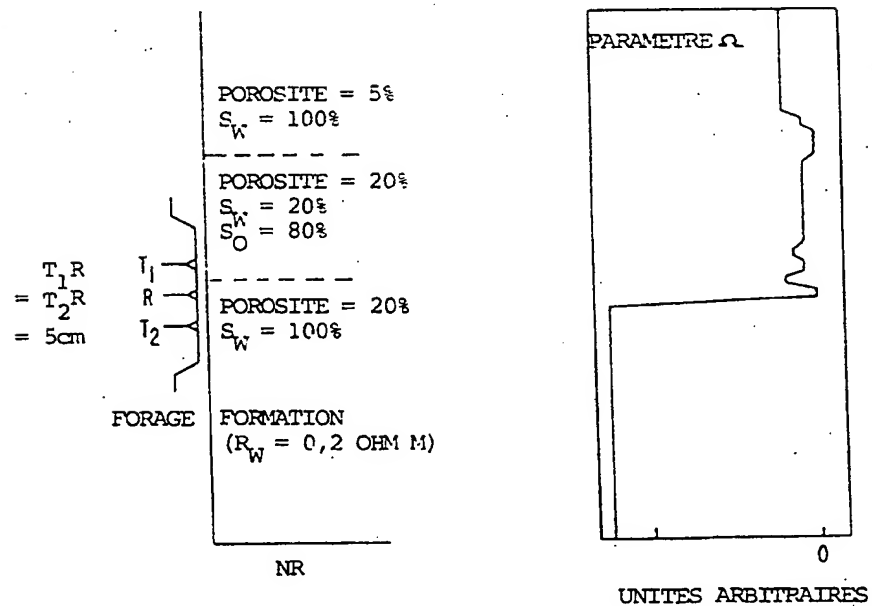


FIG. 25.

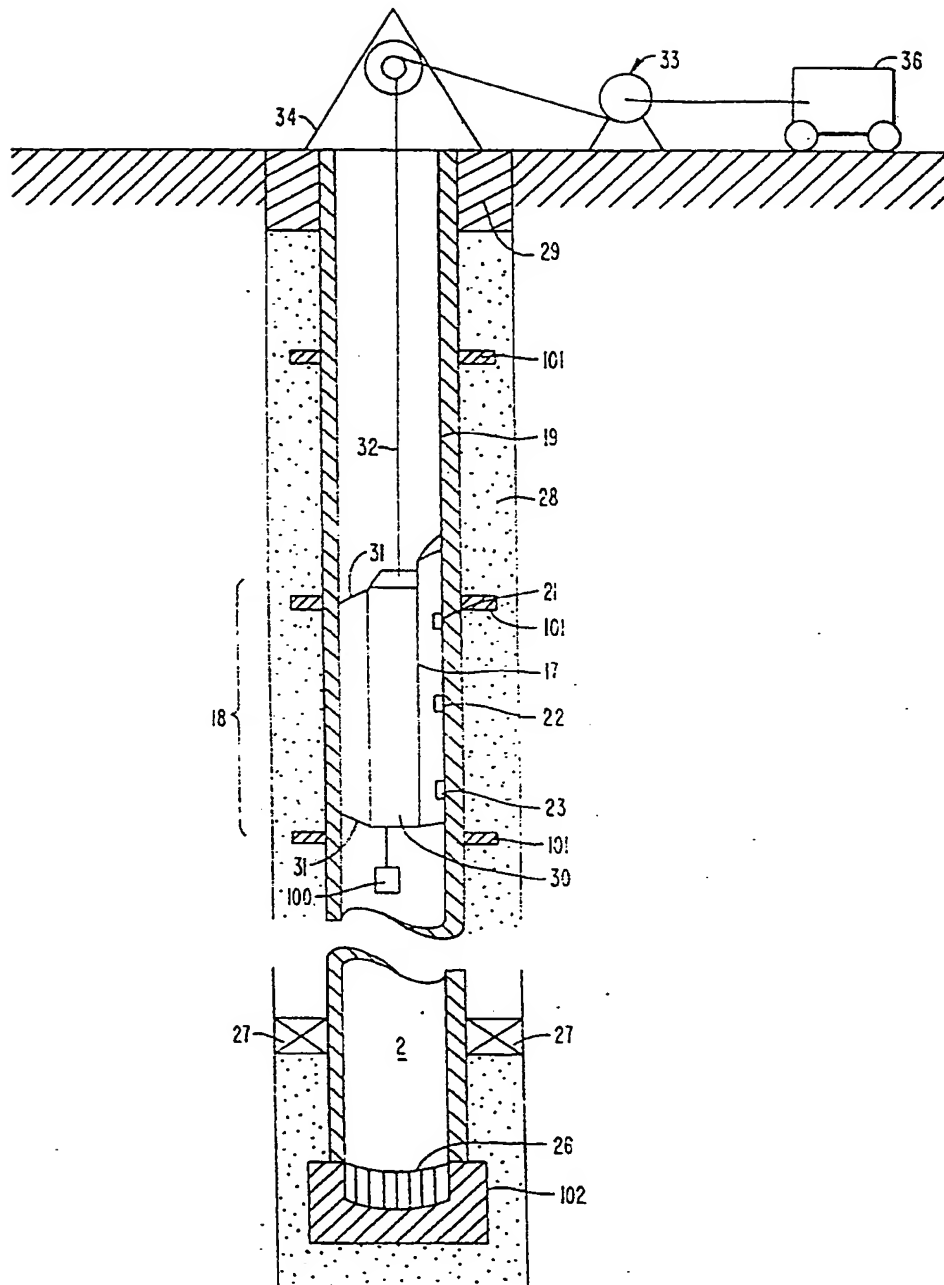


FIG. 14.

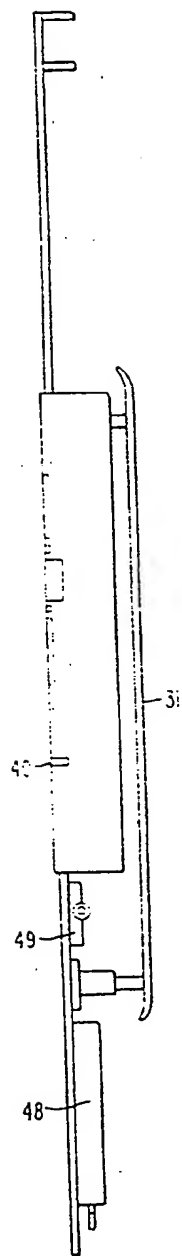


FIG. 15a.

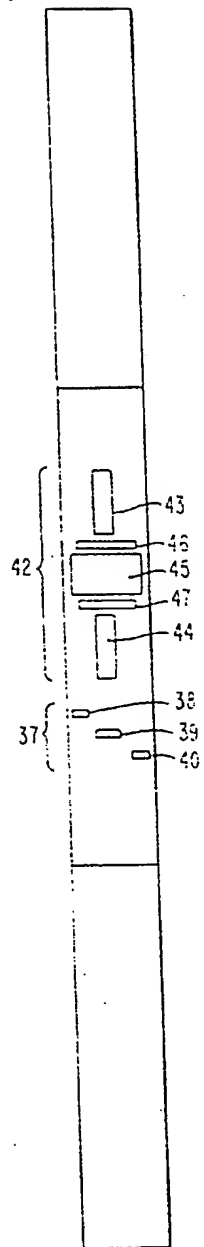


FIG. 15b.

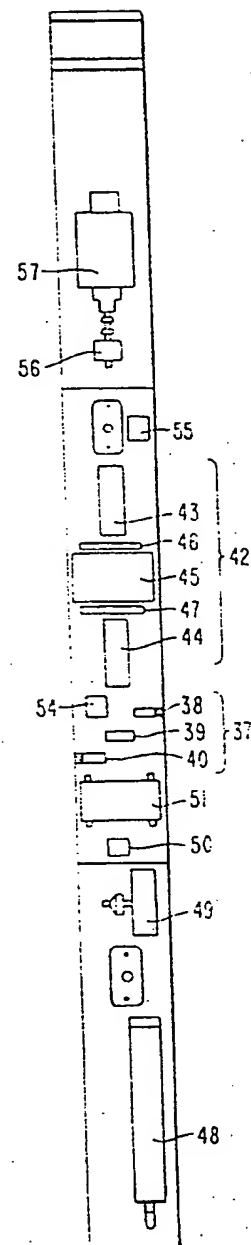


FIG. 15c.

8/15

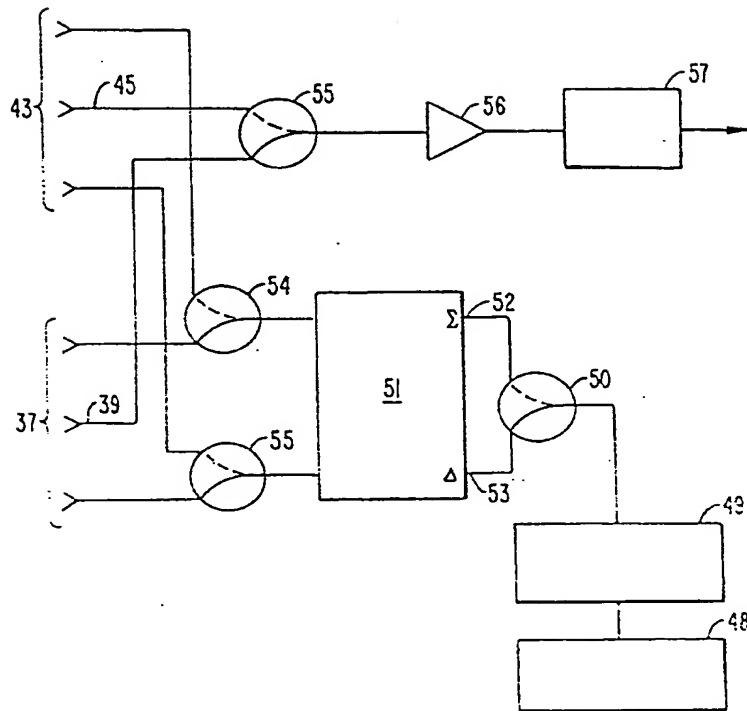


FIG. 16.

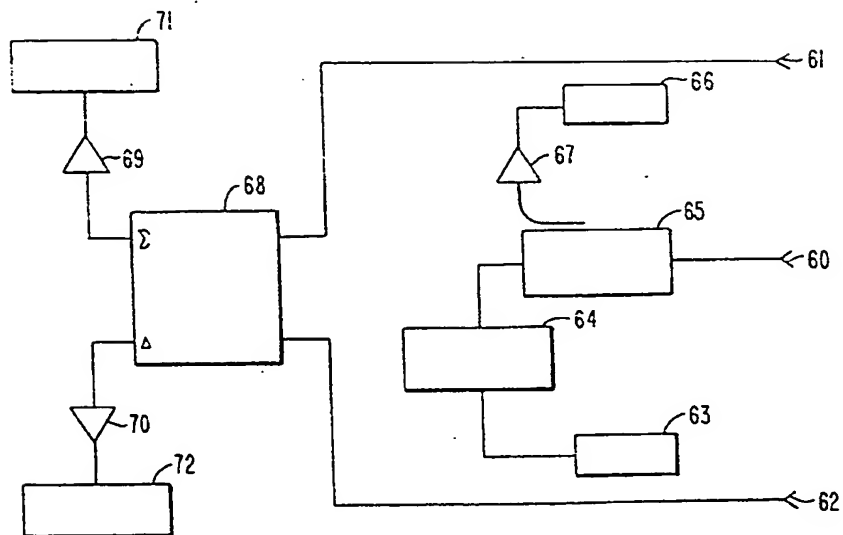


FIG. 18.

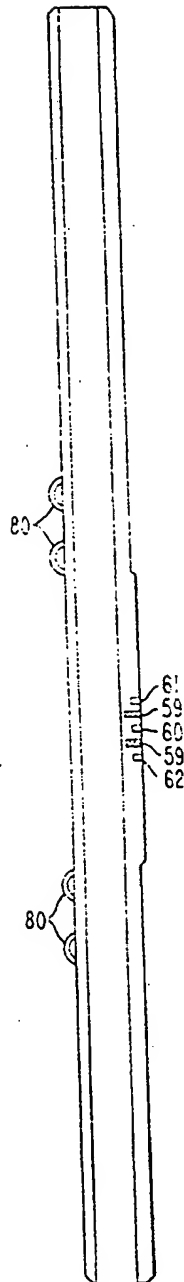


FIG. 17a.

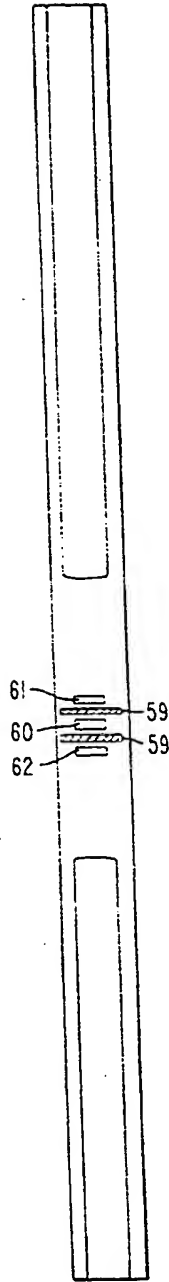


FIG. 17b.

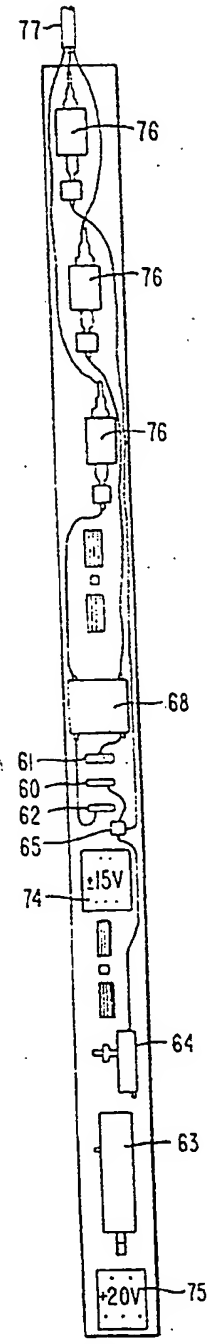


FIG. 17c.

10/15

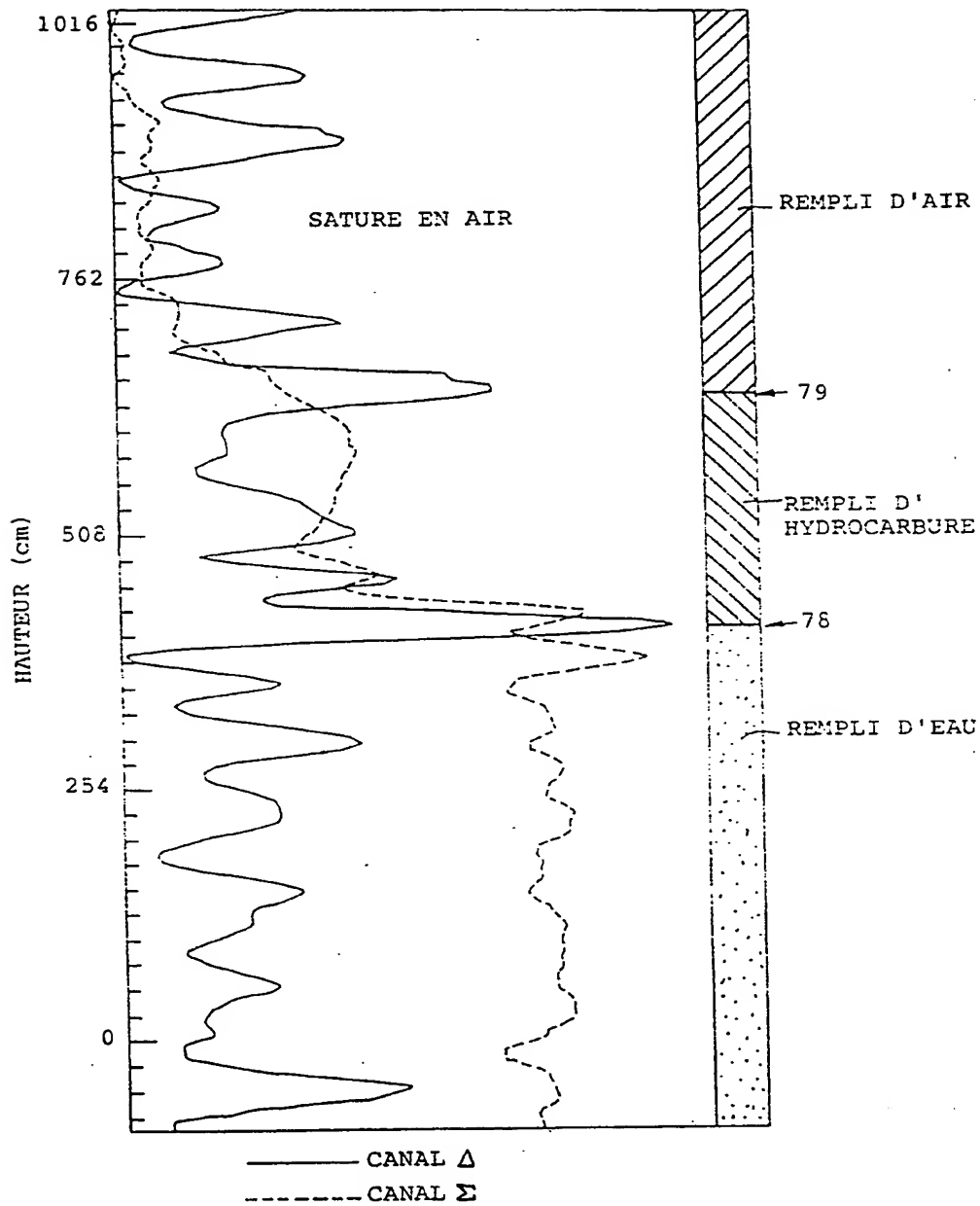


FIG. 19.

11/15

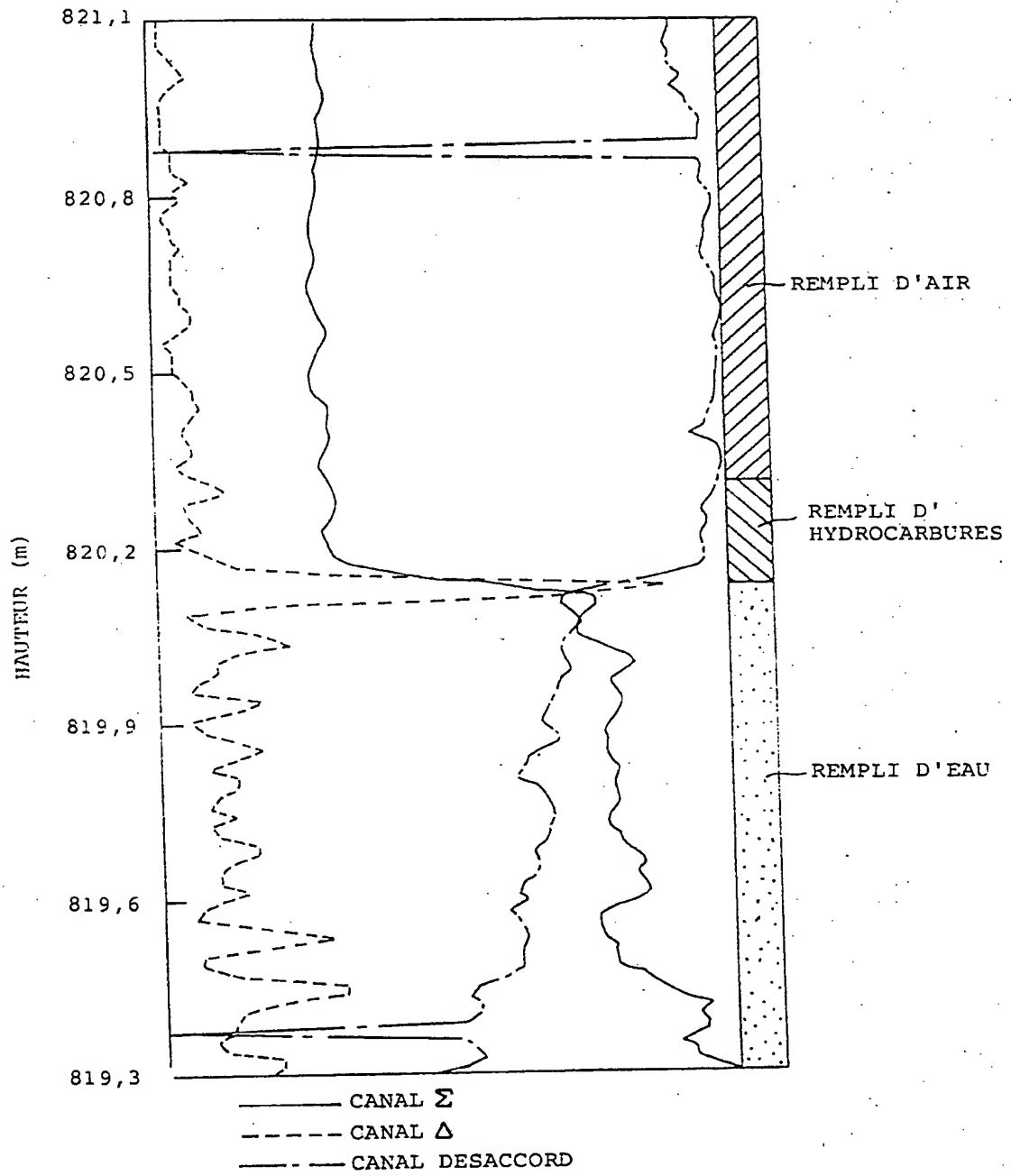


FIG. 20.

12/15

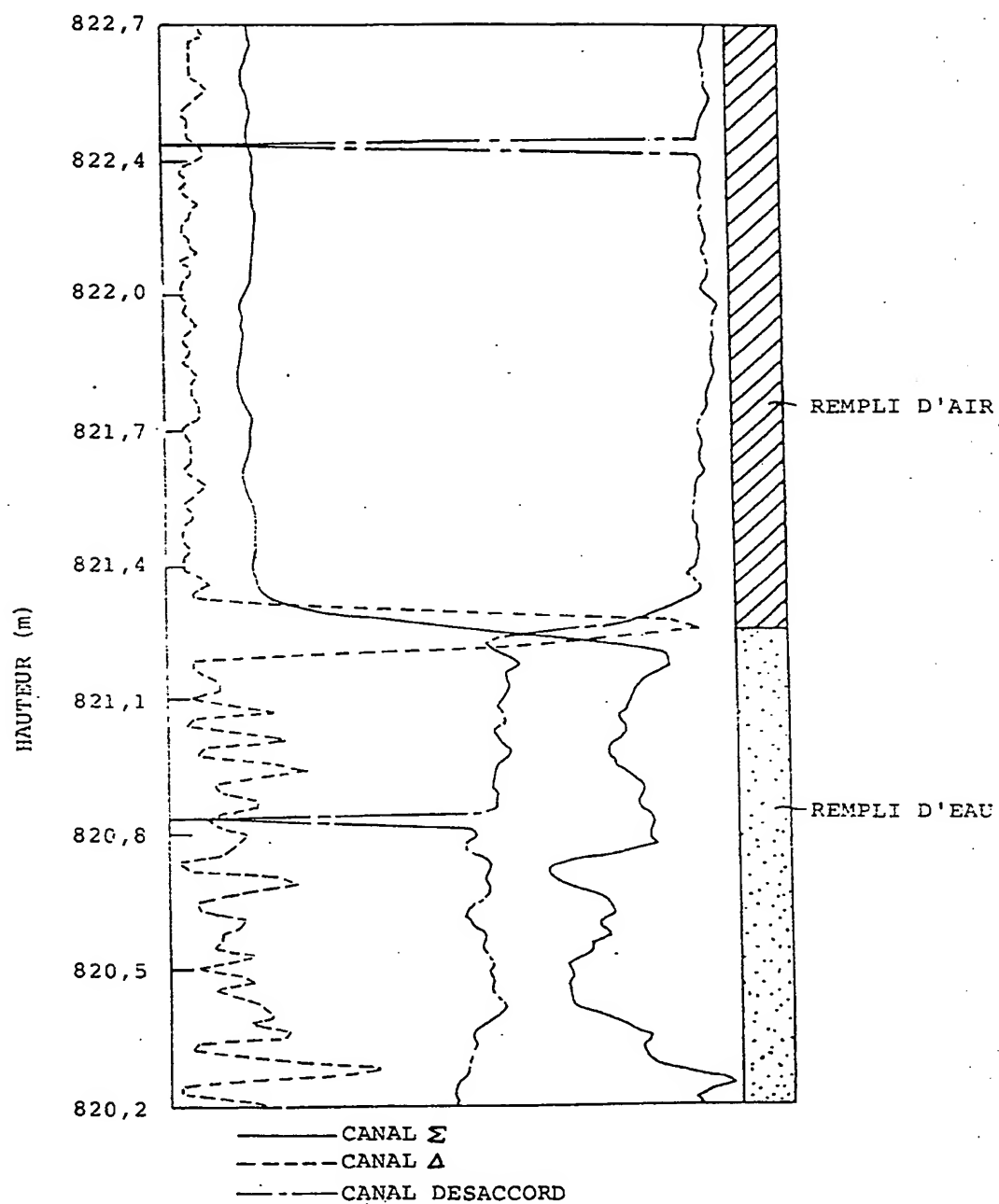


FIG. 21.

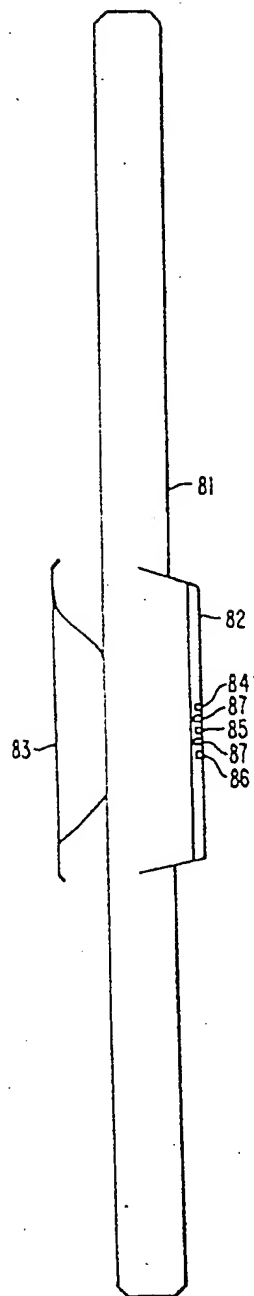


FIG. 22a.

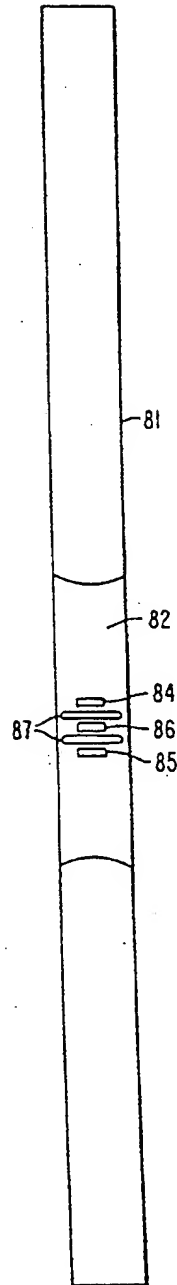


FIG. 22b.

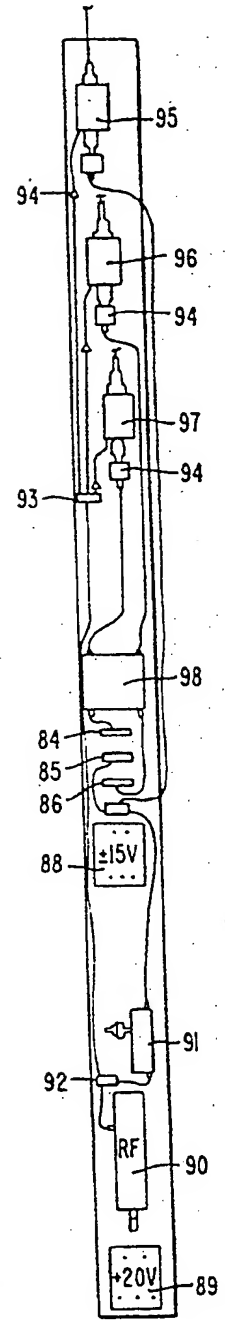


FIG. 22c.

PHASE ET AMPLITUDE
POUR CANAL SOMME

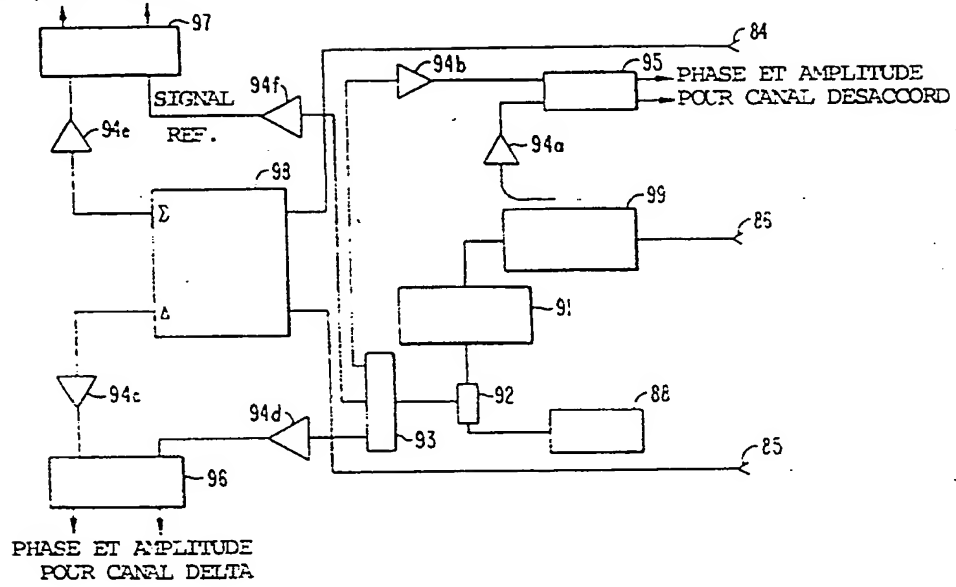


FIG._23.

15/15

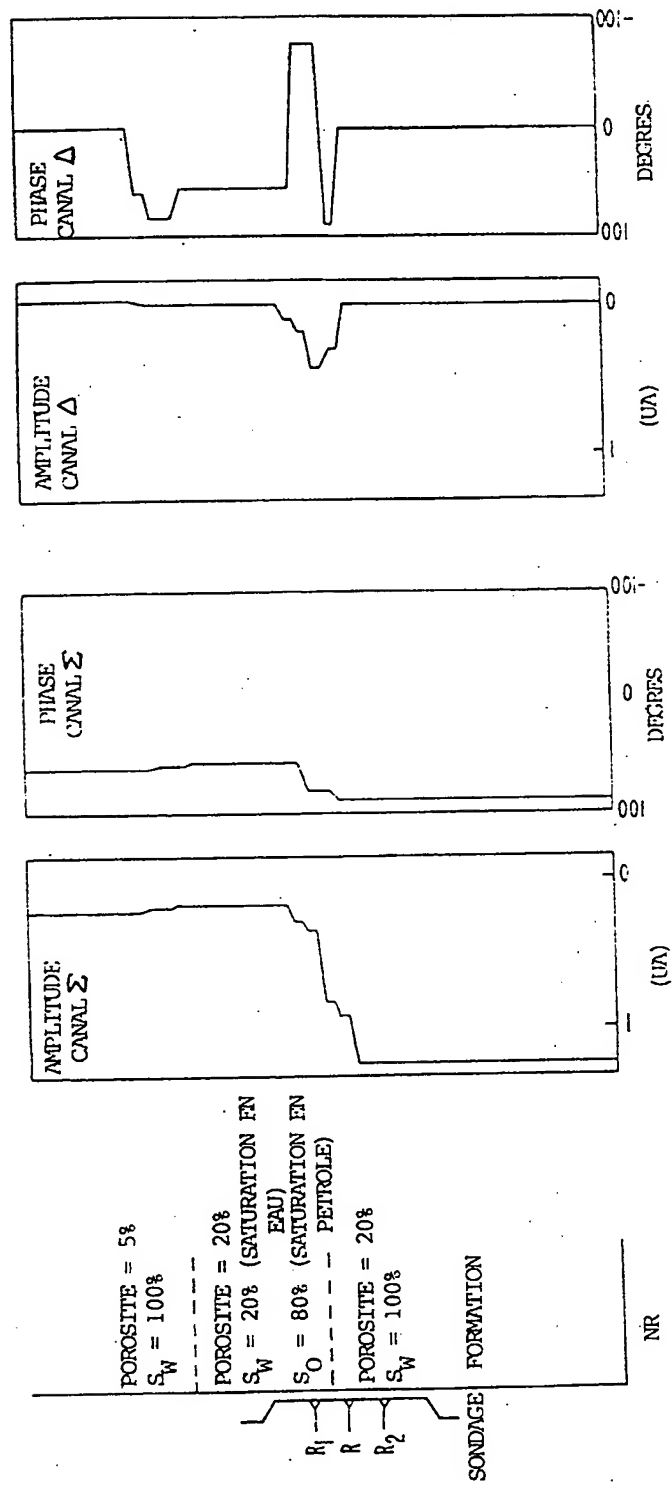


FIG. 24.

**This Page is Inserted by IFW Indexing and Scanning
Operations and is not part of the Official Record**

BEST AVAILABLE IMAGES

Defective images within this document are accurate representations of the original documents submitted by the applicant.

Defects in the images include but are not limited to the items checked:

- ☐ BLACK BORDERS
- ☐ IMAGE CUT OFF AT TOP, BOTTOM OR SIDES
- ☐ FADED TEXT OR DRAWING
- ☐ BLURRED OR ILLEGIBLE TEXT OR DRAWING
- ☐ SKEWED/SLANTED IMAGES
- ☐ COLOR OR BLACK AND WHITE PHOTOGRAPHS
- ☐ GRAY SCALE DOCUMENTS
- ☐ LINES OR MARKS ON ORIGINAL DOCUMENT
- ☒ REFERENCE(S) OR EXHIBIT(S) SUBMITTED ARE POOR QUALITY
- ☐ OTHER: _____

IMAGES ARE BEST AVAILABLE COPY.

As rescanning these documents will not correct the image problems checked, please do not report these problems to the IFW Image Problem Mailbox.